



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK  
**Bundesamt für Energie BFE**

**Schlussbericht 27. Juni 2013**

---

# **Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung**

---

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
Forschungsprogramm Netze  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer:**

InfraWatt  
Pflanzschulstrasse 2  
CH-8400 Winterthur  
[www.infrawatt.ch](http://www.infrawatt.ch)

**Autoren:**

Ernst. A. Müller, InfraWatt, [mueller@infrawatt.ch](mailto:mueller@infrawatt.ch) (Projektleiter)  
Eliane Graf, InfraWatt, [graf@infrawatt.ch](mailto:graf@infrawatt.ch)  
Beat Kobel, Ryser Ingenieure AG, [beat.kobel@rysering.ch](mailto:beat.kobel@rysering.ch)  
Andreas Hurni, Ryser Ingenieure AG, [andreas.hurni@rysering.ch](mailto:andreas.hurni@rysering.ch)  
René Wenger, Ryser Ingenieure AG, [rene.wenger@rysering.ch](mailto:rene.wenger@rysering.ch)  
Urban Frei, Ryttec AG, [urban.frei@rytec.ch](mailto:urban.frei@rytec.ch)  
Curdin Christen, Ryttec AG, [curdin.christen@rytec.ch](mailto:curdin.christen@rytec.ch)  
Ruedi Moser, Hunziker Betatech AG, [ruedi.moser@hunziker-betatech.ch](mailto:ruedi.moser@hunziker-betatech.ch)  
Cristina Fritzsche, Hunziker Betatech AG, [cristina.fritzsche@eawag.ch](mailto:cristina.fritzsche@eawag.ch)  
Olivier Mathys, Hunziker Betatech AG, [oliver.mathys@hunziker-betatech.ch](mailto:oliver.mathys@hunziker-betatech.ch)  
Martin Kernen, Planair SA, [martin.kernen@planair.ch](mailto:martin.kernen@planair.ch)  
Joëlle Fahrni, Planair SA, [joelle.fahrni@planair.ch](mailto:joelle.fahrni@planair.ch)

**Fallbeispiele und Kontaktpersonen:**

ARA Morgental: Roland Boller  
ARA Birs: Gerhard Koch  
ARA Thunersee: Dr. Bruno Bangerter  
WV Pieterlen: Thoma und Max Ischer  
Energie Wasser Luzern: Kurt Rüegg, Claudio Ganassi  
WV Winterthur: Markus Sägesser, Urs Buchs  
KVA Thun: Heiner Straubhaar, Urs Zimmermann  
HKHW Hagenholz Zürich: Christoph Zemp

<b>BFE-Bereichsleiter:</b>	Dr. Michael Moser
<b>BFE-Programmleiter:</b>	Dr. Michael Moser
<b>BFE-Vertragsnummer:</b>	SI/500674-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abstract</b> .....	<b>6</b>
<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>8</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>16</b>
1.1 Aufgabe und Ziele.....	16
1.2 Methodischer Ansatz des Forschungsprojektes .....	16
1.3 Energetische Bedeutung der Infrastrukturanlagen .....	17
<b>2 Anforderungen seitens der Stromnetze</b> .....	<b>18</b>
2.1 Grundprinzip der Regelreserve .....	18
2.2 Systemdienstleistungen (SDL) bei Infrastrukturanlagen.....	19
2.2.1 Beispiele Systemdienstleistungen mit Infrastrukturanlagen.....	19
2.2.2 Systemdienstleistungen mit Infrastrukturanlagen kleiner Leistung .....	19
2.2.3 Heutige Opportunitäten für Infrastrukturanlagen .....	19
2.3 Tertiärregelung .....	20
2.3.1 Beschreibung der Tertiärregelung.....	20
2.3.2 Tertiärregelung - vier Möglichkeiten.....	21
2.3.3 Anforderungen für Tertiärregelung.....	21
2.3.4 Preise für Tertiärregelung .....	22
2.3.5 Netzebene .....	24
2.3.6 Messpunkte für Daten an Swissgrid.....	24
2.3.7 KEV Vergütung für SDL von Infrastrukturanlagen.....	25
<b>3 Abwasserreinigungsanlage (ARA)</b> .....	<b>26</b>
3.1 Ausgangslage ARA.....	26
3.2 Mögliche Lastverschiebung ARA .....	26
3.2.1 Möglichkeiten der Lastverschiebung.....	26
3.2.2 Positive Regelleistung .....	27
3.2.2.1 Zwischenzeitliche Reduktion des Strombezugs.....	27
3.2.3 Negative Regelleistung.....	29
3.3 Fallbeispiele ARA .....	30
Einführung .....	30
3.3.1 ARA Morgental .....	31
3.3.2 ARA Birs.....	34
3.3.3 ARA Thunersee .....	37
3.4 Betriebliche Bedingungen ARA.....	42
3.4.1 Sicht der ARA-Betreiber .....	42
3.4.2 Sicht der Autoren.....	42

<b>4</b>	<b>Wasserversorgungen WV .....</b>	<b>43</b>
4.1	Ausgangslage WV .....	43
4.1.1	Trinkwasserversorgung in der Schweiz.....	43
4.1.2	Stromverbrauch der Wasserversorgungen .....	44
4.1.3	Stromproduktion der Wasserversorgungen.....	44
4.1.4	Organisation der Wasserversorgungen.....	44
4.2	Mögliche Lastverschiebung WV.....	45
4.2.1	Möglichkeiten der Lastverschiebung .....	45
4.2.2	Positive Regelleistung .....	46
4.2.3	Negative Regelleistung.....	46
4.3	Fallbeispiele WV.....	47
4.3.1	WV Pieterlen.....	48
4.3.2	Energie Wasser Luzern .....	49
4.3.3	WV Winterthur .....	51
4.4	Betriebliche Bedingungen WV .....	53
4.4.1	Sicht der WV-Betreiber .....	53
4.4.2	Sicht der Autoren.....	53
4.4.3	Weitere geprüfte Ansätze für SDL bei WV .....	54
<b>5</b>	<b>Kehrichtverbrennungsanlagen .....</b>	<b>55</b>
5.1	Ausgangslage KVA.....	55
5.2	Mögliche Lastverschiebung KVA .....	57
5.3	Fallbeispiele KVA.....	58
5.3.1	KVA Thun .....	58
5.3.2	KHKW Hagenholz.....	62
5.4	Betriebliche Bedingungen KVA.....	64
5.4.1	Sicht der KVA-Betreiber.....	64
5.4.2	Sicht der Experten .....	64
5.4.3	Weitere geprüfte Ansätze für SDL in KVA.....	64
<b>6</b>	<b>Potential Lastverschiebung in der Schweiz.....</b>	<b>66</b>
6.1	Abwasserreinigungsanlagen ARA.....	66
6.1.1	Heutiges Potential (2012) .....	66
6.1.2	Längerfristiges Potential (2050) .....	69
6.1.3	Abrufbarkeit der Lastverschiebungen .....	71
6.1.4	Kosten der Lastverschiebung .....	71
6.2	Wasserversorgungen.....	73
6.2.1	Heutiges Potential (2012) .....	73
6.2.2	Längerfristiges Potential (2050) .....	74
6.2.3	Abrufbarkeit der Lastverschiebungen .....	76

6.2.4	Kosten und Nutzen .....	76
6.3	Kehrichtverbrennungsanlagen KVA .....	78
6.3.1	Heutiges Potential (2012) .....	78
6.3.2	Längerfristiges Potential (2050) .....	79
6.3.3	Abrufbarkeit der Lastverschiebung .....	80
6.3.4	Kosten und Nutzen .....	81
<b>7</b>	<b>Saisonale Lastverschiebung.....</b>	<b>82</b>
7.1	Abwasserreinigungsanlagen ARA.....	83
7.1.1	Heutiges Potential (2012) .....	83
7.1.2	Potential (2050) .....	84
7.2	Wasserversorgungen WV .....	85
7.2.1	Heutiges Potential (2012) .....	85
7.2.2	Potential (2050) .....	85
7.3	Kehrichtverbrennungsanlagen KVA .....	85
7.3.1	Saisonal konstanter Anfall des Abfalls .....	85
7.3.2	Variationsmöglichkeiten in der Betriebsweise einer KVA .....	86
7.3.3	Heutiges Potential .....	87
7.3.4	Effekt der Verlagerung .....	89
7.3.5	Potential 2050 für die saisonale Lastverschiebung .....	89
7.3.6	Fazit zum möglichen Beitrag der KVA an die saisonale Lastverschiebung .....	91
<b>Anhang</b>	<b>.....</b>	<b>93</b>

## Abstract

Der jederzeitige Ausgleich der Leistungsbilanz der Stromnetze gehört zu den grossen Herausforderungen in der künftigen Energieversorgung, insbesondere um die Netze trotz fluktuierender Stromproduktion aus Sonne und Wind stabilisieren zu können. So war es naheliegend die Potentiale zur Lastverschiebung bei den grössten Stromverbrauchern in den Gemeinden zu untersuchen, also den Abwasserreinigungsanlagen (ARA), Wasserversorgungen (WV) und Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA). Die Untersuchungen an jeweils zwei bis drei konkreten Fallbeispielen zeigten, dass die Potentiale zur Lastverschiebung tatsächlich beträchtlich sind, dass die Betreiber aber angesichts ihrer Hauptaufgabe - der Ver- und Entsorgung von Wasser, Abwasser und Abfall - ihre Stromproduktion und insbesondere ihre Stromverbraucher nicht beliebig ab- oder zuschalten können.

Die Hochrechnung ergab für alle Infrastrukturanlagen ein Potential für 2012 für 1 Stunde von 140 MW positiver und 233 MW negativer Regelleistung im Jahresmittel. Es steigt in Zukunft bis im Jahre 2050 auf rund 198 bzw. 290 MW an. Bei der positiven Regelleistung steuert das Abschalten der Stromverbraucher etwas mehr als die Hälfte bei, bei der negativen Regelleistung trägt die Stromproduktion rund zwei Drittel zum Potential bei. Die Potentiale steigen für Regelleistungen für mehr als 15 Min. noch leicht an und sinken für Regelleistungen für mehr als 2 Stunden - abgesehen von der negativen Regelleistung 2050 - auf beinahe die Hälfte ab.

Vom gesamten Potential der rund 3900 Infrastrukturanlagen in der Schweiz könnten alleine die grössten 40 ARA, 30 WV und 30 KVA heute rund 100 MW positive und rund 200 MW negative Regelleistung anbieten und in Zukunft bis zu 150 bzw. 250 MW, was eine mögliche Erschliessung erleichtert. Auch wenn diese Zahlen noch einen gewissen Unsicherheits- und Streubereich aufweisen, zeigen sie doch, dass das Potential beachtenswert ist, es liegt in der Grössenordnung von einem halben Gaskombikraftwerk.

Die ARA und KVA können zudem auch zur saisonalen Lastverschiebung einen Beitrag von rund 250 GWh/a heute bzw. von rund 350 GWh/a im Jahre 2050 leisten, wobei die Kosten zurzeit noch hoch sind. Die KVA können durch Ausnutzung der Überkapazitäten und Lagerung des Abfalles mit Ballen mehr Strom im Winter produzieren. Die ARA können im Winter das Klärgas zur maximalen Stromproduktion nutzen und im Sommer das Klärgas ins Erdgasnetz z.B. für Treibstoff einspeisen und den Faulturm mit Abwasserwärmepumpen beheizen.

## Abstract (Französisch)

Le maintien en tout temps de l'équilibre de puissance des réseaux électriques appartient aux plus grands défis d'un approvisionnement sûr en électricité, notamment en raison des fluctuations de la production d'électricité d'origine solaire et éolienne. Il était donc intéressant d'étudier le potentiel de réglage d'usines de valorisation thermique des déchets (UVTD), de stations d'épuration (STEP) et de réseaux d'approvisionnement en eau potable, qui sont de grands consommateurs locaux d'électricité. Les évaluations réalisées sur 2 à 3 cas concrets par type d'infrastructure ont montré que le potentiel d'équilibrage de puissance de telles infrastructures est conséquent. Néanmoins, les exploitants ayant pour tâche primaire l'élimination des déchets, l'approvisionnement ou l'épuration des eaux, ils ne peuvent enclencher ou déclencher les consommateurs ou producteurs d'électricité à volonté.

L'extrapolation des résultats sur l'ensemble des infrastructures de Suisse donne un potentiel de puissance de réglage positif de 140 MW et 233 MW de puissance de réglage négatif en moyenne annuelle. Ce potentiel augmente d'ici à 2050 à 198 MW, respectivement 290 MW. Dans le cas du réglage positif, plus de la moitié du potentiel est dû au déclenchement de consommateurs. Pour le réglage négatif, la production d'électricité compte environ pour les deux tiers du potentiel. Les potentiels de réglage augmentent légèrement au-delà de 15 minutes et diminuent de moitié pour des durées supérieures à 2 heures, à l'exception du réglage négatif à l'horizon 2050.

Des quelque 3900 infrastructures en Suisse, les 40 plus grandes STEP, les 30 plus importants réseaux d'eau potable et les 30 UVTD peuvent offrir environ 100 MW de réglage positif et 200 MW de réglage négatif aujourd'hui déjà. Ce potentiel s'élève à 150 MW, respectivement 250 MW à l'avenir, ce qui simplifie grandement les systèmes à mettre en place. Même si, à ce stade, ces résultats comportent des incertitudes, ils montrent que le potentiel de réglage des infrastructures équivaut environ à la moitié de celui d'une centrale à gaz combinée, ce qui est notable.

De plus, les STEP et les UVTD peuvent contribuer au réglage saisonnier à hauteur d'environ 250 GWh/an actuellement et 350 GWh/an en 2050, bien que les coûts soient encore trop élevés à l'heure actuelle. Les UVTD peuvent, grâce au stockage de déchets sous forme de balles, générer plus d'électricité en hiver. Les STEP quant à elles, peuvent valoriser le biogaz en hiver pour la production simultanée d'électricité et de chaleur, alors qu'en été, le biogaz peut être injecté dans le réseau de gaz naturel p.ex. pour des véhicules à gaz, le chauffage du digesteur s'effectuant au moyen d'une pompe à chaleur sur les eaux usées.

## Abstract (Englisch)

The balancing of power networks at any given time is one of the major challenges for the future energy supply, in particular in order to be able to stabilize the grid with an increasing amount of fluctuating electricity production out of renewable sources such as sun and wind. It was therefore obvious to investigate the potential for load shifting amongst the largest electricity consumers in the communities, i.e. the wastewater treatment plants (WWTP), the public water suppliers and the waste incineration plants (WIP). The analyses on each two to three concrete case studies showed that the potential for load shifting is indeed considerable but that the operators in the light of their main tasks, namely, the supply and disposal of water, wastewater and waste, cannot turn on and off arbitrarily their power generators and consumers.

The projection for 2012 showed a potential for all these infrastructure facilities for 1 hour the provision of 140 MW positive and 233 MW negative regulating power on an annual average. In the future it will have risen by the year 2050 to around 198 or 290 MW respectively. With regard to the provision of positive regulating power the turning off of the electricity consumers contributes slightly more than half and with regard to the negative regulating power the power generation contributes about two-third to the potential. The potentials rise still slightly for regulating power for more than 15 minutes and they decrease to nearly the half for the regulating power for more than 2 hours, with the exception of the negative regulating power 2050.

Of the total potential of the approximately 3900 infrastructure facilities in Switzerland the 40 biggest sewage treatment plants, 30 water provision facilities and 30 incinerations plants can offer together already today around 100 MW of positive and around 200 MW negative regulation power and in the future up to 150 and 250 MW respectively, facilitating the possible yield of these potentials. Even though these figures have a certain uncertainty range, they nevertheless evidence that the potential is remarkable; it is about half a gas combined cycle power plant.

Additionally, the WWTPs and WIPs can make a contribution to the seasonal load shifting of around 250 GWh/a today and approximately 350 GWh/a in the year of 2050 respectively with the costs being still quite high. The WIPs can produce more electricity during winter time by utilizing the excess capacity and the storage of waste in bales. The WWTPs can use the digester gas for the maximum power production in winter and in summer they can feed the digester gas into the natural gas grid (for example, for fuel) and they can heat the digester tower with waste heat pumps.

# Zusammenfassung

## Ziel und Vorgehen

Ziel dieser Untersuchung war die realen Kapazitäten für die Lastverschiebung in Bezug auf die Stromnetze an konkreten Fallbeispielen bei den Infrastrukturanlagen zu untersuchen und die Potentiale für die Schweiz zu ermitteln. Zu diesem Zweck wurden die technische Machbarkeit, erste grobe Hinweise zu den Kosten und die Akzeptanz der Massnahmen bei den Betreibern an typischen Fallbeispielen untersucht und für heute (2012) und die weitere Zukunft (2050) auf die ganze Schweiz hochgerechnet:

3 Abwasserreinigungsanlagen (ARA): ARA Morgental, Birs und Thunersee

3 Wasserversorgungen (WV): Pieterlen, Luzern und Winterthur

2 Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA): Thun und Hagenholz-Zürich

## Bedingungen des Netzbetreibers

Grosse Energieversorgungsunternehmen interessieren sich schon heute für Infrastrukturanlagen, welche Systemdienstleistungen erbringen können. Bereits heute bestehen einzelne Verträge mit KVA, welche Lastverschiebungen von mehr als 5 MW in Form von negativer tertiärer Regelleistung während 4 Stunden liefern.

Für die Infrastrukturanlagen ist die Tertiärregelung derzeit die realistischste Option, da Primär- und Sekundärregelung aufwendiger in der Umsetzung sind. Ausserdem gab es bisher für Primär- und Sekundärregelung von Swissgrid keine geeigneten Produkte. Swissgrid will nun aber die Präqualifikation aber auch für Pools ermöglichen.

Für die Tertiärregelung werden heute unter anderem folgende Anforderungen gestellt: minimale Leistung von 5 MW, 24/24 Stunden während 7 Tagen die Woche, innerhalb von 15 Minuten verfügbar, 4 Stundenblock. Diese Anforderungen sind nur von wenigen Objekten bei den Infrastrukturanlagen erfüllbar. Die Eintrittsschwelle kann aber mit Poolbildung von mehreren geeigneten Anlagen überwunden werden. Dabei sind Poolbildungen mit den verschiedenen Infrastrukturanlagen nur schon durch deren Organisation unter einem Energiedach (InfraWatt) und der damit möglichen einfachen Fassbarkeit naheliegend. Aber auch zusätzlich Poolbildungen mit weiteren Bereichen wie Kühllhäuser und Wärmepumpen sind denkbar. Ein weiteres Hindernis ist die heute noch wenig attraktive Vergütung, die aufgrund von Erhebungen bei 0 bis 10 Fr. pro MW liegen.

Es wird angenommen, dass die Ausregelung des Netzes in Zukunft - mit der Zunahme des Anteils von erneuerbarer Energie (insbesondere von Sonne und Wind) - eine noch grössere Herausforderung wird. Das dürfte die Preise für Systemdienstleistungen zukünftig erhöhen und das Anbieten von Systemdienstleistungen attraktiver machen. Unter solchen Verhältnissen steigt das umsetzbare Potential bei den Infrastrukturanlagen beträchtlich.

## Ausgangslage und Möglichkeiten der drei Bereiche

Die Infrastrukturanlagen gehören zu den grössten Stromverbrauchern in den Gemeinden. Sowohl die Abwasserreinigungsanlagen (ARA), als auch die Wasserversorgungen (WV) und die Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) verbrauchen vergleichsweise mehr Strom als alle Schulen in den Gemeinden. Die Infrastrukturanlagen produzieren heute zudem drei Viertel der erneuerbaren Stromproduktion (ohne Wasserkraft). Deshalb ist es auch naheliegend die Potentiale zur Lastverschiebung näher zu betrachten.

Den Infrastrukturanlagen ist gemeinsam, dass sie das Ziel bzw. den klaren Auftrag zur Ver- oder Entsorgung von Trinkwasser bzw. Abwasser oder Abfall haben. Diese Aufgaben hat bei allen Betreibern immer höchste Priorität, andere Themen wie Energieoptimierung oder Lastverschiebung haben sich dem unterzuordnen. Der Betrieb, die Sicherheit und Reinigungsleistung bzw. die Qualität und die jederzeitig zuverlässige Lieferung von ausreichend Trinkwasser haben übergeordnete Priorität.



Zahlenmässig dominieren unter den Infrastrukturanlagen die Wasserversorgungen mit rund 3000 Anlagen in der Schweiz vor den ARA mit rund 850 Anlagen, während es sich bei den KVA um 30 grössere Anlagen handelt. Die ARA, WV und KVA verbrauchen je rund 350 - 500 GWh/a Strom. Die ARA und WV erzeugen je rund einen Viertel von ihrem Stromverbrauch mit Klärgas-BHKW bzw. Trinkwasserkraftwerken (v.a. in den Berggebieten) selbst, die KVA produzieren ein Mehrfaches von ihrem Stromverbrauch und liefern auch noch Fernwärme. Demensprechend dominieren bei der installierten Leistung die KVA mit 360 MW elektrischer Leistung von insgesamt rund 410 MW bei den Infrastrukturanlagen. Zur installierten Leistung der Stromverbraucher gibt es keine Angaben. Eigene Schätzungen ergaben für die ARA und WV Leistungen zwischen rund 100 - 150 MW, bei den KVA liegen sie viel tiefer.

#### Ausgangslage bei Infrastrukturanlagen: Stromverbrauch und installierte Leistung

	Anzahl Anlagen	Stromverbrauch	Stromproduktion	Installierte Leistung Verbrauch	Installierte Leistung Produktion
	Anz.	GWh/a	GWh/a	MW	MW
ARA	850	490	114	100 - 150 MW	30 MW
WV	3000	370	107	100 - 150 MW	20 MW
KVA	30	470	1900	10 - 20 MW	360 MW
TOTAL	3880	1330	2121	210 - 370 MW	410 MW

Bei den ARA ist die Biologie der grösste Stromverbraucher (Anteil zwei Drittel), gefolgt von den Hebewerke mit einem Anteil von einem Fünftel und den restlichen Stromaggregaten in der Schlammmeindickung, Faulung, Sandfang etc. (13%). Bei den Wasserversorgungen sind die Pumpen mit einem Anteil von 90% besonders dominant, der Rest verteilt sich auf die Wasseraufbereitung und Diverses. Bei den KVA dominieren bei den Stromverbrauchern Verbrennung, Energieumwandlung und Rauchgasreinigung mit 77%. Diese Prozesse sind alle voneinander abhängig und können nicht einfach abgestellt werden. Auf der Produktionsseite ergeben sich bei den KVA theoretisch grosse Potentiale zur steuerbaren Einspeisung, wobei diese eingeschränkt werden, da das Ein- und Ausschalten des Betriebes nicht besonders geschätzt wird, der Prozess 2 bis 3 Stunden dauert und ausreichend Speicher wegen der Wärmelieferung an die Fernwärme vorhanden sein müssen.

#### Die grössten Stromverbraucher bei den Infrastrukturanlagen

	Stromverbrauch GWh/a	grösster Stromerbraucher	zweitgrösster Stromverbrauch	Drittgrösster Stromverbraucher	restliche Stromverbraucher
ARA	490 (100%)	67% Biologie	20% Hebewerke	6% Faulung	7% Diverse
WV	370 (100%)	90% Pumpen	3% Aufbereitung		7% Diverse
KVA	470 (100%)	42% Verbrennung	28% Energieumwandlung	14% Anlieferung u.a. Schredder	16% diverse
TOTAL	1330 (100%)	65%	18%	7%	10%

Nachfolgend werden die möglichen Massnahmen zur Lastverschiebung nach Leistungsdefizit im Netz, bei welchem positive Regelleistung gefragt ist und nach Überschuss im Netz, bei dem negative Regelleistung gesucht wird. Positive Regelleistung kann durch Abschalten von Stromverbrauchern oder Steigerung der Produktion erreicht werden, negative Regelleistung durch Zuschalten von Verbrauchern bzw. Reduktion der Stromproduktion.

## Mögliche Massnahmen zur Lastverschiebung bei positiver und negativer Regelleistung

Leistung im Netz	Abhilfe	mögliche Massnahmen
Defizit im Netz	Positive Regelleistung	<p><b>Bezug reduzieren: Verbraucher abschalten</b></p> <p>ARA: grösster Spielraum zum Abschalten bei Aggregaten der Faulung, aber auch bei Biologie, Sandfang oder Hebewerke (nur bis ca. 30 Min.)</p> <p>WV: vor allem die dominanten Stromverbraucher Pumpen für bestimmte Zeit ausschalten, restliche Verbraucher wie Aufbereitung sind weniger relevant</p> <p>KVA: Schredder abstellen (bei anderen Bereichen wie Energieumwandlung, Verbrennung, Rauchgasreinigung kaum möglich)</p>
Defizit im Netz	Positive Regelleistung	<p><b>Produktion erhöhen:</b></p> <p>ARA: WKK-Anlagen für bestimmte Zeit auf voller Leistung betreiben (30 Min. bis 4 h)</p> <p>WV: Erhöhung bei Trinkwasserkraftwerk nicht möglich, da keine Einflussnahme auf Zufluss</p> <p>KVA: Dampfturbine auf voller Leistung betreiben</p>
Überschuss im Netz	Negative Regelleistung	<p><b>Bezug erhöhen:</b></p> <p>ARA: Lastverschiebung macht keinen Sinn, z.B. ergibt sich bei einer erhöhten Belüftung in den Biologiebecken kein Zusatznutzen.</p> <p>WV: Pumpen auf Vollast laufen lassen, was nur möglich ist, sofern Reservoir noch nicht voll ist.</p> <p>KVA: Schredder in Betrieb nehmen (bei anderen Bereiche wie Energieumwandlung, Verbrennung, Rauchgasreinigung ohnehin notwendig)</p>
Überschuss im Netz	Negative Regelleistung	<p><b>Produktion reduzieren:</b></p> <p>ARA: Ausschalten der WKK-Anlagen für bestimmte Zeiten (30 Min. bis 12 h); Speicherung Klärgas im Gasometer</p> <p>WV: Abschalten von Trinkwasserkraftwerken nicht sinnvoll, da Energie nicht speicherbar</p> <p>KVA: Stromproduktion reduzieren, indem Dampf über Bypass geleitet wird. Braucht Speicher für Fernwärme.</p>

## Ergebnisse Potential insgesamt

Ausgehend von den Ergebnissen der Machbarkeitsstudien wurden die Potentiale für die ganze Schweiz hochgerechnet. Bei den ARA z.B. ergibt sich bereits durch die unterschiedliche Ausgangslage der einzelnen Objekte ein Schwankungsbereich vom Faktor zehn. Auch wenn die individuelle Ausgangslage bei der Hochrechnung berücksichtigt wurde, zeigt dies bereits, dass die Potentiale nur grobe Grössenordnungen angeben können, die zudem von den Annahmen abhängig sind. In dieser Arbeit wurde der Einfluss der Lastverschiebung auf die Wirkungsgrade der Anlagen noch nicht berücksichtigt, das wird zur Zeit in einer Studie des Bundesamtes für Energie untersucht.

Die Infrastrukturanlagen verfügen nach der Hochrechnung heute (2012) bei 1 Stunde Lastverschiebung insgesamt über ein Potential von rund 140 MW positiver Regelleistung (bei Leistungsdefizit im Netz) und rund 245 MW negative Regelleistung. Bis 2050 steigt das Potential bei der positiven Regelleistung auf rund 198 MW und bei der negativen auf rund 290 MW. Diese Potentiale vermindern sich bei Regenwetter bei der positiven Regelleistung 2012

um 12 MW und 2050 um 30 MW, da die Verfahren bei den Kläranlagen dann voll ausgelastet und nicht abgestellt werden können. Umgekehrt verfügen Notstromaggregate über eine zusätzliche Leistung von rund 50 (2012) bzw. 60 MW (2050). Ein Einsatz für die Lastverschiebung ist aber nicht möglich, da er heute aufgrund der Luftreinhalteverordnung nur in Notfällen erlaubt ist.

Die Potentiale der positiven Regelleistung sind bei den Wasserversorgungen (WV) etwa doppelt so gross wie bei den Abwasserreinigungsanlagen (ARA), die Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) liegen dazwischen. Bei der negativen Regelleistung liegen die KVA vor den Wasserversorgungen. Zukünftig verfügen hingegen die ARA bei der positiven Regelleistung knapp über das grösste Potential, bei der negativen Regelleistung besitzen die ARA aber heute und in Zukunft das kleinste und die KVA deutlich das grösste Potential.

Diese Unterschiede hängen damit zusammen, dass die ARA sowohl bei den Verbrauchern als auch bei der Produktion gewichtige Massnahmen zur positiven Regelleistung umsetzen können, bei den negativen Regelleistungen ist ein Zuschalten von Aggregaten oder eine Steigerung beim Stromverbrauch nicht möglich oder nicht sinnvoll. Bei den KVA sind die Möglichkeiten von Massnahmen bei den Verbrauchern grundsätzlich bescheiden, das grosse Potential der KVA liegt bei der Stromproduktion. Bei den Wasserversorgungen liegt das grosse Potential bei der zeitlichen Anpassung des Pumpenbetriebes, welcher 90% des Stromverbrauches beansprucht. Eine Steigerung der Stromproduktion ist nicht möglich, da der Zufluss des anfallenden Trinkwassers aus den Quellen ins Reservoir nicht beeinflusst werden kann und ein Abschalten der Trinkwasserkraftwerke nicht sinnvoll ist, da das Wasser bzw. die Energie vor dem Reservoir nicht gespeichert werden kann. Bei den Wasserversorgungen besteht also kein Potential bei der Produktion, sondern nur bei den Verbrauchern.

**Potentiale zur Lastverschiebung im Jahresmittel aller Infrastrukturanlagen:  
Hochrechnung von gesamten Potential 2012/2050**

Positive Regelleistung während 1 Stunde		
	2012	2050
ARA *	30 MW (18 MW *)	75 MW (35 MW *)
WV	68 MW	68 MW
KVA	42 MW	55 MW
TOTAL * **	140 MW (128 MW *)	198 MW (158 MW *)
Negative Regelleistung während 1 Stunde		
	2012	2050
ARA	17 MW	35 MW
WV	68 MW	68 MW
KVA	148 MW	187 MW
TOTAL	233 MW	290 MW

\* an Regentagen ist positive Regelleistung bei den ARA und bei Total 2012 um 12 MW und 2050 um 30 MW kleiner, bei negativer Regelleistung bleibt Potential bei Regenwetter gleich

\*\* Notstromaggregate mit Potential von rund 50 MW (2012) und 60 MW (2050) nicht berücksichtigt

Die aufgezeigten Potentiale können heute (2012) in dieser Grössenordnung sowohl bei der positiven wie auch bei der negativen Regelleistung zwischen 15 Minuten und 2 Stunden angeboten werden, das Potential sinkt aber bei längerem Bedarf bei allen drei Bereichen deutlich ab. Da Blockheizkraftwerke bei den ARA nicht kurzfristig ein-/ausgeschaltet werden können, ist das Potential bei den ARA bei 15 Min. kleiner, was sich vor allem bei der negativen Regelleistung negativ auswirkt. Beim zukünftigen Potential 2050 geht das Potential bei der positiven Regelleistung ebenfalls stark zurück, bei der negativen Regelleistung hingegen nur

wenig. Das ist darauf zurückzuführen, dass bei den KVA das Potential erst bei mehr als 2 Stunden bei der negativen Regelung heute zurückgeht und bei der positiven sowie der zukünftigen Regelung gleich bleibt. Bei den Wasserversorgungen sinkt das Potential bei der positiven und negativen Regelleistung nach mehr als 2 Stunden deutlich ab. Bei den ARA steigt das Potential für positive Regelleistungen von mehr als 15 Minuten an und sinkt dann bereits ab mehr als 1 Stunde wieder, die negative Regelleistung beginnt bei null und steigt für Leistungen von mehr als einer halben Stunde an und bleibt dann für Leistungen bis 4 Stunden konstant.

In einem weiteren Schritt stellt sich die Frage, wie häufig diese Leistungen abrufbar sind. Bei den KVA können die positiven Regelleistung beim heutigen Stand (2012) in der Praxis nur etwa einmal täglich abgerufen werden, hingegen bei der negativen Regelleistung beliebig häufig: d.h. für die Dauer von 15 Minuten rund 80-mal und bei 4 Stunden rund 5-mal pro Tag. Bei der Wasserversorgung schwankt die Abrufbarkeit bei Leistungen für 15 Min. zwischen 4 und 16-mal täglich und sinkt bei Leistungen für 2 Stunden auf 1 bis 2-mal. Bei den ARA schwankt sie zwischen 0 und 4-mal täglich.

**Potentiale zur Lastverschiebung im Jahresmittel aller Infrastrukturanlagen:  
in Abhängigkeit der Zeitdauer und Abrufbarkeit (Anzahl pro Tag, 2012)**

Positive Regelleistung (ARA, WV, KVA) während ...		
	2012	2050
15 Minuten (1 - 8 x täglich abrufbar)	134 MW (100%)	203 MW (100%)
30 Minuten (1 - 3)	137 MW (102%)	218 MW (107%)
1 Stunde (1 - 3)	140 MW (104%)	198 MW (98%)
2 Stunden (1 - 2)	133 MW (100%)	178 MW (88%)
über 2 Stunden (1)	80 MW (60%)	120 MW (59%)
Negative Regelleistung (ARA, WV, KVA) während ...		
	2012	2050
15 Minuten (0 - 80 x täglich abrufbar)	215 MW (100%)	255 MW (100%)
30 Minuten (0 - 40)	224 MW (104%)	290 MW (114%)
1 Stunde (1-20)	233 MW (108%)	290 MW (114%)
2 Stunden (1 - 10)	233 MW (108%)	290 MW (114%)
über 2 Stunden (1 - 5)	112 MW (52%)	252 MW (99%)

In der Schweiz existieren heute 30 KVA, rund 850 ARA und rund 3000 Wasserversorgungen, insgesamt also 3880 Infrastrukturanlagen. Bei den 30 KVA handelt es sich bei allen um Anlagen mit einem grossen Potential zur Lastverschiebung von häufig 1 bis 5 MW positive Regelleistung heute bzw. 3 bis 7 MW in Zukunft. Die negative Regelleistung bewegt sich bei 7 bis 10 MW pro Anlage (heute und in Zukunft). Bei den ARA und Wasserversorgungen reicht das Spektrum von Anlagen mit Potentialen im MW-Bereich bis hin zu vielen kleinen Anlagen mit geringem Potential. Mit den je 30 grössten ARA, WV und KVA - also bereits mit insgesamt 90 Anlagen - können bereits drei Viertel der positiven und mehr als vier Fünftel der negativen Regelleistung erfasst werden, was die Umsetzung erleichtert.

**Potential zur Lastverschiebung im Jahresmittel aller Infrastrukturanlagen:  
nach der Grösse der Anlagen**

Positive Regelleistung während 1 Stunde		
	2012	2050
Alle Anlagen (3830)	140 MW (100%)	198 MW (100%)
grösste 500 ARA/WV + 30 KVA (1030)	124 MW (89%)	184 MW (93%)
grösste 100 ARA/WV +30 KVA (230)	102 MW (73%)	149 MW (75%)
grösste 30 ARA/WV/KVA (90)	85 MW (61%)	120 MW (61%)
Negative Regelleistung während 1 Stunde		
	2012	2050
Alle Anlagen (3830)	233 MW (100%)	290 MW (100%)
grösste 500 ARA/WV + 30 KVA (1030)	218 MW (94%)	277 MW (96%)
grösste 100 ARA/WV +30 KVA (230)	199 MW (86%)	253 MW (88%)
grösste 30 ARA/WV/KVA (90)	186 MW (80%)	234 MW (81%)

Bei der positiven und negativen Regelleistung sind die Potential für die Lastverschiebung im Winter erfreulicherweise etwas höher als im Sommer. Das ist darauf zurückzuführen, dass Revisionen bei Blockheizkraftwerken auf Kläranlagen oder bei KVA vor allem auf die Sommermonate verschoben werden, sonst aber keine auffallenden Jahresgänge beim Stromverbrauch oder der Stromproduktion vorhanden sind.

**Potential zur Lastverschiebung im Halbjahresmittel aller Infrastrukturanlagen:  
im Sommer und Winter**

Positive Regelleistung total während 1 Stunde		
	2012	2050
Sommer	136 MW	194 MW
Winter	142 MW	202 MW
Negative Regelleistung total während 1 Stunde		
	2012	2050
Sommer	224 MW	279 MW
Winter	242 MW	301 MW

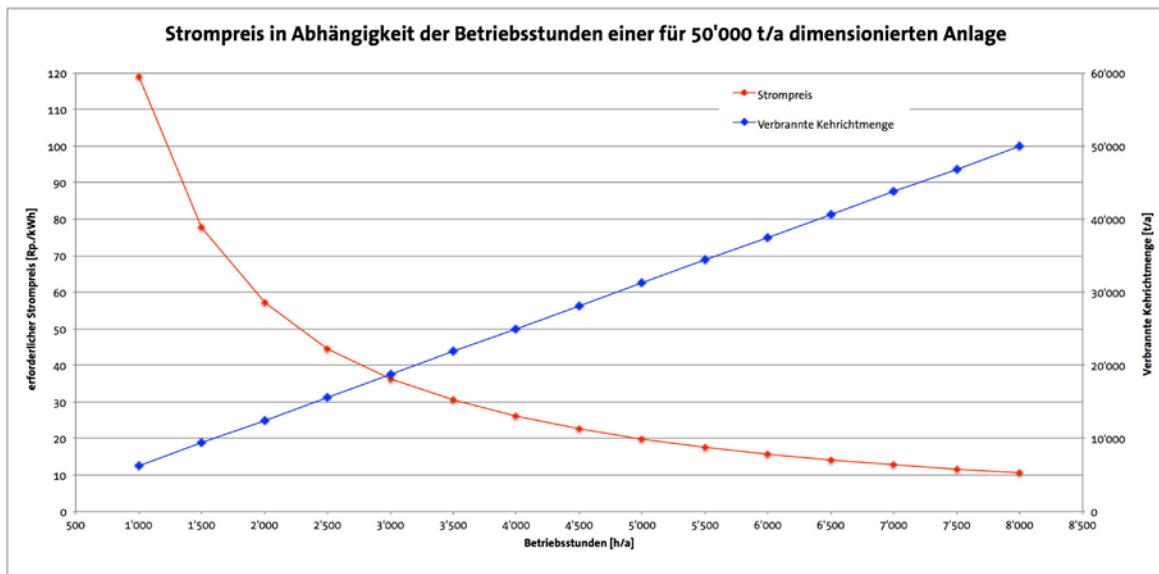
**Weitere untersuchte Potentiale**

In den bisher aufgezeigten Potentialen wurden nur Massnahmen zur Lastverschiebung berücksichtigt, die heute oder in Zukunft als machbar eingestuft werden. Nachträglich wurde noch untersucht, ob darüber hinaus weitere Möglichkeiten bestehen, was hier dargelegt wird. Auf den Kläranlagen sind zur Zeit heute keine wesentlichen, realistischen Potentiale zur Lastverschiebung zu erkennen.

Bei den Wasserversorgungen gilt das Gleiche wie bei den ARA. Durch den Ausbau der Reservoirs lässt sich zwar die Dauer der Lastverschiebung erhöhen, die Leistung bleibt aber gleich. Die Kosten für den Ausbau der Reservoirs sind aber verhältnismässig gross.

Um bei den KVA die Leistungen für eine Lastverschiebung erhöhen zu können, müssten die Kapazitäten bei der Dampferzeugung und Stromproduktion erhöht werden, aber auch die Lagerkapazität des Abfalles und bei diversen KVA die Speicherkapazitäten für die Sicherstellung der Fernwärmelieferung. Zudem muss das Problem der Belastung der Aggregate bei Veränderungen im Betrieb untersucht werden, da die Betreiber eine verminderte Lebensdauer, Schäden und Störungen befürchten. Hier wäre die Idee eine weitere Linie zu bauen, wobei dazu ausreichend Land verfügbar sein muss. Die Kosten dafür sind beträchtlich und müssten alleine über die Lastverschiebung finanziert werden, was bei z.B. weniger als 2000 Stunden pro Jahr mehr als 50 Rp./kWh kosten würde.

### Strompreis in Abhängigkeit der Betriebsstunden einer KVA (grobe Angaben)



### Saisonale Lastverschiebungen

Der Endverbrauch beim Strom ist bereits heute in der Schweiz im Winterhalbjahr im Mittel der letzten fünf Jahre um 1,1 TWh/a höher als die Landeserzeugung, im Sommer ist hingegen die Landeserzeugung um 8,4 TWh/a höher als der Endverbrauch. Diese Stromlücke im Winter dürfte sich angesichts der erwünschten Zunahme der Photovoltaikanlagen noch erhöhen. Aus diesem Grund wird die Bedeutung von einer saisonalen Lastverschiebung noch wichtiger werden und wurde hier ansatzweise untersucht.

Für eine saisonale Verschiebung der Stromproduktion vom Sommer in den Winter gibt es bei den ARA und KVA Möglichkeiten, bei den Wasserversorgungen hingegen keine.

Die Strategie bei den ARA besteht darin, das Klärgas (weiterhin) im Winter zur maximalen Stromproduktion einzusetzen und im Sommer aufbereitet ins Erdgasnetz einzuspeisen und z.B. als Treibstoff zu nutzen. Der Wärmebedarf für die Faultürme kann im Sommer z.B. mit Abwasserwärmepumpen gedeckt werden. Das Potential der saisonalen Lastverschiebung wird bei den ARA in der Schweiz für heute auf 25 bis 50 GWh/a geschätzt und bis 2050 auf 40 bis 70 GWh/a. Die Kosten für die notwendigen Investitionen in zusätzliche Anlagen (BHKW, Faulung, Installation für Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz, etc.) sowie Wartung und Unterhalt sind beträchtlich.

KVA werden aus ökonomischen, betrieblichen Gründen und um eine möglichst lange Lebensdauer zu erzielen möglichst immer bei Volllast betrieben. Die Anlagen können aber auch im Sommer im Teillastbereich und im Winter bis zu 120% im Überlastbereich gefahren werden. Mit dieser Fahrweise könnten die bestehenden KVA in der Schweiz heute theoretisch zusätzlich 210 GWh/a Strom im Winterhalbjahr produzieren. Dafür würden jährliche



Kosten insbesondere für Transport und Lagerbewirtschaftung des Abfalles von rund 25 Millionen Fr. anfallen, ohne allfällige Kosten für eventuelle Verschleisserscheinungen der Anlagen zu berücksichtigen. Die Potentiale könnten noch gegen 330 GWh/a gesteigert werden, wenn für den Winterbetrieb zusätzliche Linien in Betrieb genommen werden können, redundante Gegendruckturbinen für den Winter installiert und zusätzliche Kapazität für die Abfalllagerung geschaffen werden. Die Jahreskosten würden um rund 140 Millionen Fr. ansteigen, mit denen Betriebskosten und die notwendigen Investitionen amortisiert werden müssten.

Das Potential der saisonalen Lastverschiebung vom Sommer in das Winterhalbjahr beträgt heute bei den KVA und ARA in der Schweiz rund 235 - 260 GWh/a oder 60 - 75 MW und steigt bis 2050 auf 315 bis 400 GWh/a (75 - 100 MW), wobei die KVA am meisten beitragen könnten. Die KVA verfügen über das grössere Potential als ARA oder WV. Das würde rund einem Drittel der heutigen Stromlücke im Winter entsprechen.

#### Potentiale zur saisonalen Lastverschiebung

Stromproduktion (GWh/a)		
	2012	2050
ARA	25 - 50 GWh/a	40 - 70 GWh/a
WV	0 GWh/a	0 GWh/a
KVA	210 GWh/a	275 - 330 GWh/a
TOTAL	235 - 260 GWh/a	315 - 400 GWh/a
Elektrische Leistung (MW)		
	2012	2050
ARA	10 - 15 MW	15 - 20 MW
WV	0 MW	0 MW
KVA	50 - 60 MW	60 - 80 MW
TOTAL	60 - 75 MW	75 - 100 MW

#### Schlussfolgerungen und Ausblick

Vom gesamten Potential der rund 3880 Infrastrukturanlagen in der Schweiz können alleine die grössten 30 ARA, 30 WV und 30 KVA heute rund 85 MW positive und rund 186 MW negative Regelleistung für 1 Stunde anbieten und in Zukunft 120 bzw. 234 MW. Die Konzentration auf relativ wenige grosse Anlagen sowie die Organisation von allen Fachverbänden unter dem Energiedach vom Verein InfraWatt erleichtert die Erschliessung dieser Potenziale und auch die Poolbildung. Zudem ist die Umsetzung der Massnahmen bei diesen grösseren Anlagen eher wirtschaftlicher. Auch wenn die Zahlen zu diesen Potentialen noch einen gewissen Unsicherheits- und Streubereich aufweisen, zeigen sie doch, dass das Potential beachtenswert ist. Es liegt in der Grössenordnung von einem halben Gaskombikraftwerk, auch wenn die Systemdienstleistungen der Infrastrukturanlagen nicht die gleiche Qualität wie bei GuD aufweisen.

Aus diesen Gründen empfehlen wir folgende zwei Hauptstossrichtungen als weitere Schritte:

- Durchführung eines Pilotprojekts zur Untersuchung der Machbarkeit der Poolbildung an einem Mix von Kläranlagen, Wasserversorgungen und KVA. Allenfalls sind auch andere Bereiche wie Kühlhäuser oder Wärmepumpen einzubeziehen.
- Information und Sensibilisierung der Fachwelt und der betroffenen Branchen über die Potentiale und Aussichten zur Lastverschiebung bei den Infrastrukturanlagen.

# 1 Einleitung

## 1.1 Aufgabe und Ziele

Ziel dieser Untersuchung war die Potentiale von Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung an konkreten Fallbeispielen zu untersuchen und die technischen Potentiale für die Schweiz sowie erste Hinweise zu den Kosten zu ermitteln. Dabei wird zwischen heutigen und zukünftigen (Jahr 2050) Potentialen unterschieden.

Die Infrastrukturanlagen, also die Kläranlagen (ARA), Wasserversorgungen und Kehrrichtverbrennungsanlagen (KVA) gehören zu den grössten Stromverbrauchern in den Gemeinden. Sie verfügen über eine installierte elektrische Leistung von schätzungsweise 1 GW<sub>el</sub>. Das Potential zur Lastverschiebung sollte deshalb untersucht werden, da es bisher noch vollständig unbekannt ist. Deshalb sollen die machbaren Massnahmen zur Lastverschiebung an 3 typischen ARA, 3 Wasserversorgungen und 2 KVA analysiert werden. Dabei werden die Möglichkeiten bei den grossen Stromverbrauchern und bei den Produktionsanlagen (Klär-gas-BHKW, Trinkwasserkraftwerke, KVA) konkret untersucht. Einerseits interessieren sehr kurzfristige Lastverschiebungen, die innerhalb von 15 Minuten machbar sind, andererseits ob diese mehrere Stunden oder Tage machbar sind oder sogar für einen saisonalen Ausgleich sorgen könnten.

Die Ergebnisse der Fallstudien werden dann auf die ganze Schweiz hochgerechnet.

Für die Fallbeispiele sollen Objekte ausgewählt werden, die für den landesweiten Anlagenbestand typisch sind, damit die Ergebnisse möglichst aussagekräftig für die Hochrechnung des Potentials in der Schweiz sind. Die Betreiber sollen zudem aufgeschlossen sein, damit diese bei entsprechenden Ergebnissen auch für die Umsetzung als Pilotanlage gewonnen werden können. Zudem werden Objekte gesucht, welche über entsprechende Messgrundlagen verfügen, um die Qualität zu erhöhen und den Aufwand zu minimieren.

## 1.2 Methodischer Ansatz des Forschungsprojektes

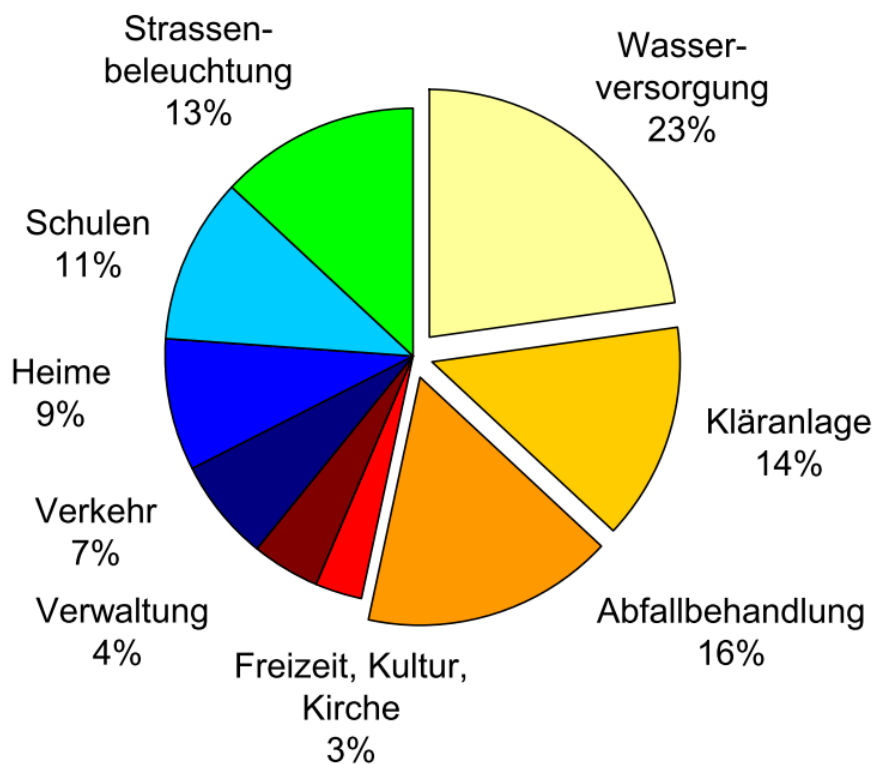
Ziel ist es, das Potential der Lastverschiebung insbesondere zur Erbringung von Systemdienstleistungen in Schweizer ARA, Wasserversorgungen und KVA mit folgendem Vorgehen zu ermitteln:

1. Auswahl von Fallbeispielen: Es werden 3 typische Schweizer ARA, 3 Wasserversorgungen und 2 KVA als Fallbeispiele ausgewählt, die eine repräsentative Grundlage für die gesamtschweizerische Hochrechnung darstellen.
2. Erstellung der Studien an Fallbeispielen: Es wird für die einzelnen Fallbeispiele untersucht, wie hoch das Potential zur Erbringung positiver und negativer Regelleistung ist, bei den Stromverbrauchern und bei der Stromproduktion. Es wird untersucht, Welche Lastverschiebungen durch Zu- oder Ausschalten von bestimmten Prozessen oder Aggregaten erbracht werden können. Die relevanten Aggregate werden identifiziert, es wird abgeschätzt, wann und wie lange sie ausgeschaltet oder zugeschaltet werden können (abhängig von der Tageszeit und dem Wochentag) und welche Massnahmen (Personal, grobe Kosten, Einrichtungen) nötig sind.
3. Hochrechnung des Potentials in der Schweiz: Gestützt auf die Fallbeispiele wird eine Abschätzung für das Potential in der ganzen Schweiz gemacht. Dabei werden das heutige Potential und das zukünftige Potential für das Jahr 2050 prognostiziert.
4. Schlussfolgerungen: Es wird abgeschätzt, ob es sich lohnt die ARA, die Wasserversorgungen und die KVA kurz-, mittel- oder langfristig für die Lastverschiebung einzusetzen.



## 1.3 Energetische Bedeutung der Infrastrukturanlagen

Die Infrastrukturanlagen zählen zu den grössten öffentlichen Stromverbrauchern (vgl. Abbildung 1). Ihr Anteil am Stromverbrauch für öffentliche Zwecke beträgt gemäss Angaben von EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen rund die Hälfte. Es ist deshalb relevant, deren Potential zur Lastverschiebung zu kennen.



**Abbildung 1:** Stromverbrauch von kommunalen Gebäuden und Anlagen (Quelle: Hochrechnung EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen)

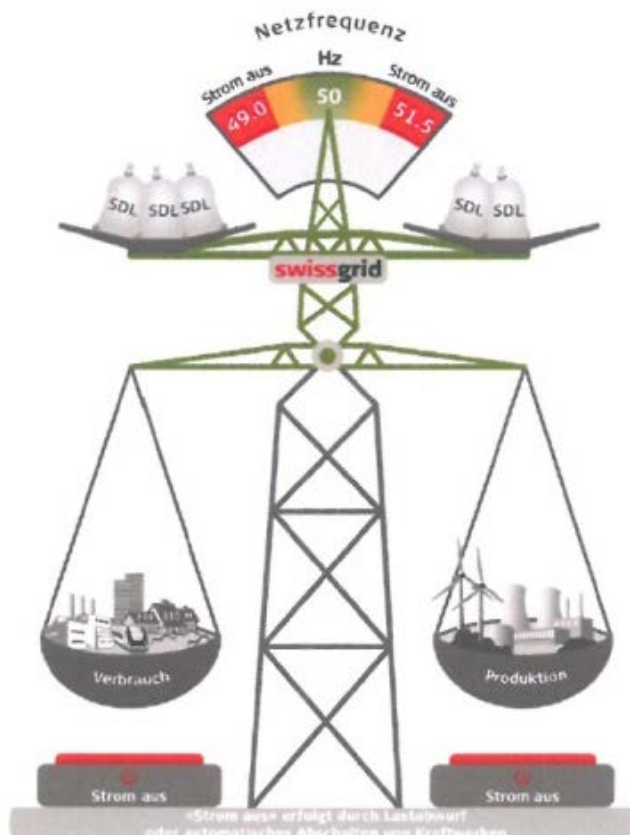
## 2 Anforderungen seitens der Stromnetze

### 2.1 Grundprinzip der Regelreserve

Für eine sichere Stromversorgung muss zu jedem Zeitpunkt exakt genau so viel Strom erzeugt werden, wie verbraucht wird. Es braucht ein Gleichgewicht, das den sicheren Betrieb des Stromnetzes bei einer konstanten Frequenz von 50 Hz (Hertz) gewährleistet. Heute lässt sich elektrische Energie mit konventionellen Mitteln nicht in grösseren Mengen speichern. Deshalb wird nach weiteren Möglichkeiten gesucht, zur Anpassung über die zeitliche Verschiebung des Stromverbrauches oder der Stromproduktion durch Lastverschiebungen.

Abbildung 2 zeigt, dass sich die Netzfrequenz entsprechend der Ein-/Auspeisung einstellt. Die Regelreserve ermöglicht es, die absehbaren und auch die unvorhergesehenen Schwankungen zwischen Einspeisung und Entnahme von Strom auszugleichen. Im Fall von Abweichungen zwischen der Summe der tatsächlichen Leistungen aller Einspeisungen bzw. Abgaben und der Summe der erwarteten Leistungen ist die Kraftwerksleistung zu erhöhen oder zu senken. Diese Abweichung entsteht sowohl auf der Seite der Netzlast (z.B. meteorologische Änderungen) als auch auf der Seite der Erzeugung (z.B. Erzeugungseinschränkungen, Ausfälle oder zusätzliche Erzeugung von Wasserkraftwerken bei starken Niederschlägen).

Die Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) ist prinzipiell auf jeder Netzebene möglich. Der Regelpoolbetreiber z.B. mit mehreren KVA, ARA oder Wasserversorgungen oder einem Mix von diesen unterschiedlichen Anlagentypen und auch weiteren Bereichen muss mit allen Beteiligten Anlagenbetreibern Verträge abschliessen oder zumindest ihr Einverständnis haben.



**Abbildung 2:** Funktionsweise Lastverschiebung (Quelle: Swissgrid)

## 2.2 Systemdienstleistungen (SDL) bei Infrastrukturanlagen

### 2.2.1 Beispiele Systemdienstleistungen mit Infrastrukturanlagen

Einige grosse Energiedienstleistungsunternehmen interessieren sich schon heute für Infrastrukturanlagen, welche Systemdienstleistungen erbringen können. Das zeigt Axpo, die zum Beispiel mit ihrem Kraftwerkspark am Markt für Systemdienstleistungen teilnimmt und seit Mai 2012 auch mit einer Kehrrechtverwertungsanlage zusammenarbeitet [1]. Auch die Firma Alpiq arbeitet mit KVA zusammen. Es sind weitere Beispiele bekannt.

### 2.2.2 Systemdienstleistungen mit Infrastrukturanlagen kleiner Leistung

Mit der Einführung der Poolbildung können jetzt auch kleinere Einheiten zur Lastverschiebung an den Tertiärregelmarkt angebunden werden, wie es im VSE-Dokument zusammengefasst ist [2]. Davon könnten auch einzelne grosse Infrastrukturanlagen wie KVA oder grössere ARA oder Wasserversorgungen profitieren. Eine andere Lösung wäre die Poolbildung von mehreren ausgewählten mittleren oder grösseren Anlagen oder sogar einem grösseren Park von zahlreichen Anlagen.

### 2.2.3 Heutige Opportunitäten für Infrastrukturanlagen

#### Primärregelung und Sekundärregelung

Bei der Primär- und Sekundärregelung gibt es technische Herausforderungen, die bei den Infrastrukturanlagen schwierig zu überwinden sind. Die Teilnahme muss symmetrisch sein, mit einer minimalen reservierten Leistungsreserve (Primär  $\pm 1$  MW, Sekundär  $\pm 5$  MW) verfügbar über 24 Stunden pro Tag und über eine ganze Woche.

**Primärregelung:** Trotz dieser Anforderungen ist die Primärregelung möglich. In Grossbritannien zum Beispiel werden Kälteanlagen zur Primärregelung benutzt. Jedoch ist ein Präqualifikations-Test für Primärregelung notwendig. Obwohl Swissgrid kein Geld für den Primärregeltest verlangt, kosten die Präqualifikationsmassnahmen viel (typischerweise CHF 10'000 pro Kraftwerk) und sie sind ziemlich aufwendig. Dieses Testat ist für 5 Jahre gültig.

**Sekundärregelung:** Sekundärregelung ist technisch noch aufwendiger zu implementieren, weil es eine direkte Verbindung zum zentralen Regler von Swissgrid benötigt.

#### Tertiärregelung

Die Tertiärregelung ist für die Infrastrukturanlagen wahrscheinlich die derzeit realistischste Option, umso mehr da es möglich ist, Anlagepools mit Erzeugungseinheiten mit mehreren Installationen zu bilden und damit den - heute - geforderten minimalen Wert von  $\pm 5$  MW zu erreichen. Ausserdem ist es möglich tägliche Anfragen zur Tertiärregelung für Einheiten von vier Stunden einzubringen. Hiermit ist es einfacher bestimmte Perioden für die Benutzung der Installationen zu reservieren. Dazu braucht es die Anwesenheit des Personals, da diese Aktivität manuell gemacht wird. Die Tertiärregelung kann getrennt als positive und/oder negative Regelleistung angeboten werden. Dies erlaubt also zum Beispiel thermischen Kraftwerken nur negative Tertiärregelung zu liefern.

## 2.3 Tertiärregelung

### 2.3.1 Beschreibung der Tertiärregelung

Nachfolgend werden die wichtigsten Punkte zur Tertiärregelung aufgeführt.

Menge (Total Schweiz)	+510 MW / 460 MW
Produkt Leistung	Asymmetrische Regelleistungsbänder
Grösse	Leistungsscheiben in der Höhe von minimal +5 MW oder –5 MW, zusätzliche Leistung inkrementell 1 MW zu verschiedenen Preisen
Ausschreibungszeitraum	<p>Täglich: +200 MW, –180 MW jeweils für jeden 4h-Block:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 00.00 – 04.00 Uhr,</li> <li>• 04.00 – 08.00 Uhr,</li> <li>• 08.00 – 12.00 Uhr,</li> <li>• 12.00 – 16.00 Uhr,</li> <li>• 16.00 – 20.00 Uhr</li> <li>• 20.00 – 24.00 Uhr</li> </ul> <p>Wöchentlich (Montag 00.00 – Sonntag 24.00 Uhr): +310, –280 MW</p>
Entschädigung der Leistung	Angebotspreis für beschaffte Tertiärregelung
Kraftwerkanbindung	Abruf mittels Abrufmeldung in Klartext und Telefonanruf
Produkt Energie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tägliche (D-1) Ausschreibungen für jeweils 4h-Blöcke. Die Preise werden pro MWh in Euro [€/MWh] verrechnet.</li> <li>• Beim Verfahren Intraday können die Energiepreise bis zu Angebotsschluss angepasst werden.</li> <li>• Die Mindestangebotsgrösse beträgt 5 MW.</li> <li>• Die verpflichtenden und freiwilligen Angebote müssen jederzeit vorgehalten werden.</li> </ul>
Arbeitsverfügbarkeit	Mindestabrufdauer von 15 Min., unbeschränkte Einsatzdauer ist zu gewährleisten.
Abruf	<p>Die Aktivierung erfolgt durch den Swissgrid Dispatcher mittels speziellen elektronisch übermittelten Abrufmeldungen an die Anbieter. Der Abruf erfolgt gemäss den Angeboten, d.h. diese können nicht partiell abgerufen werden.</p> <p>Angebote aus der täglichen Ausschreibung und freiwillige Angebote:</p> <p>Positive und negative Tertiärenergielieferung:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 15 Min. nach Abruf muss die Leistung zu 100 % verfügbar sein, d.h. zeitlich unabhängig vom Fahrplanintervall.</li> </ul> <p>Angebote aus der wöchentlichen Ausschreibung:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Positive Tertiärenergielieferung: 15 Min. nach Abruf muss die Leistung zu 100 % verfügbar sein, d.h. zeitlich unabhängig vom Fahrplanintervall.</li> <li>• Negative Tertiärenergielieferung: Der Abruf erfolgt pro volle Viertelstunde mit einem Vorlauf von mindestens 20 Min., d.h. die Vorlaufzeit beträgt 20 bis 35 Min.</li> </ul>
Lieferungsabbruch	Auf Ende eines Fahrplanintervalls (volle Viertelstunde)
Entschädigung der Energie	Gemäss Angebot für 4h-Block und gelieferter/ bezogener Energie
Abrufkriterium	Angebotspreis für 4h-Block
Abrechnung Energie	Gemäss nachträglichem Fahrplan («Post Scheduling Adjustment»)

Tertiärregelreserve wird zur Ablösung der Sekundärregelreserve und damit zur Wiederherstellung eines ausreichenden Sekundärregelbandes eingesetzt. Sie ist vor allem notwendig, um grössere, länger andauernde Regelabweichungen, insbesondere nach Erzeugungsausfällen oder unvorhergesehenen, lang anhaltenden Laständerungen, auszugleichen. Hier sind die heutigen Bedingungen dargestellt.

### 2.3.2 Tertiärregelung - vier Möglichkeiten

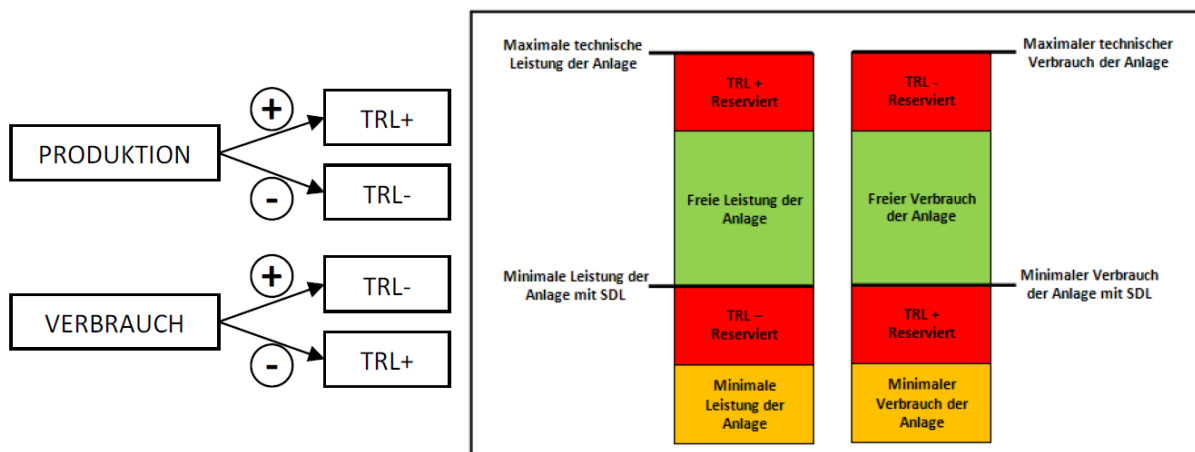


Abbildung 3: Leistungsreservierung für Tertiärregelung

### 2.3.3 Anforderungen für Tertiärregelung

Nachfolgend werden kurz wichtigsten Anforderungen für Tertiärregelung Stand Ende 2012 zusammengestellt:

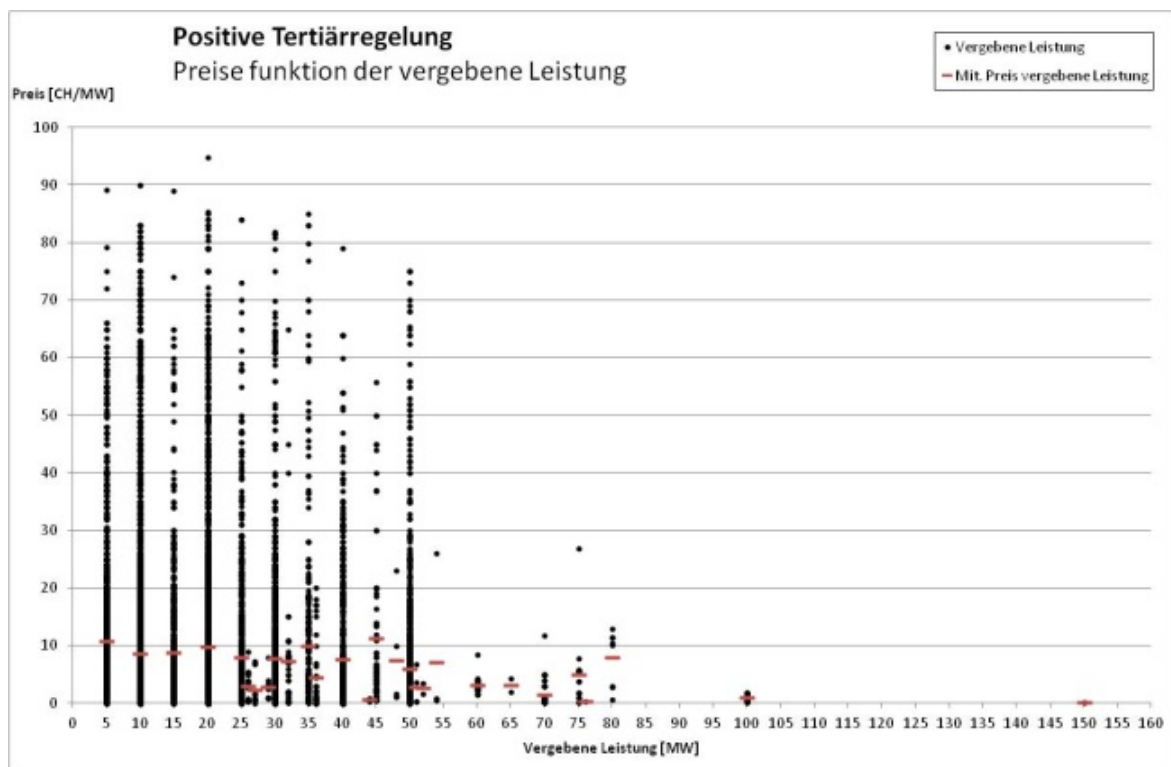
- \* Es muss ein 24-h Kontakt garantiert werden. Der Lieferant muss sicherstellen können, dass er jederzeit eine Nachricht zur Aktivierung eines Angebotes empfangen kann. Dementsprechend ist es unumgänglich mit einem Kraftwerks- und/oder Netz-Verwalter (Erzeugungspool) zusammenzuarbeiten, der eine 24-h Dienstleistung anbietet und der bereits als Lieferant von Systemdienstleistungen mit swissgrid zusammenarbeitet. Er muss bereit sein jederzeit Angebotsaktivierungen und Informationen entgegen zu nehmen und die Echtzeit-Daten für das Online-Monitoring zu senden.
- \* Die Erzeugungseinheit oder der Pool speisen Energie in einen Netzknoten ein/aus. Der Systemdienstleistungslieferant soll also eine Standard- und einen Regelbilanzgruppe besitzen. Hierfür ist eine Zusammenarbeit zwischen allen Beteiligten notwendig (Energielieferant, Netzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortlicher).
- \* Die Tertiärregelung wird manuell oder automatisch abgerufen, wobei die Automation mit Investitionen verbunden ist. Die Regelung muss innerhalb von 15 Minuten (mind. 20 Minuten für die wöchentliche negative Tertiärleistung) nach Abruf erfolgen und 100% der verlangten Leistung erbringen können.
- \* Die minimal angebotene Leistung beträgt  $\pm 5$  MW, die von einer Erzeugungseinheit (Produktionseinheit als auch Endverbraucher) oder einem Pool von mehreren Erzeugungseinheiten garantiert werden muss. Eine Erzeugungseinheit kann aus mehreren Aggregaten bestehen, soll im Normalfall aber in einen Messpunkt ein- bzw. ausspeisen.
- \* Je mehr Einheiten es in einem Pool gibt, umso aufwendiger werden die Verwaltung und/oder die Automatisierung. Also ist es für jede Einheit sehr wichtig, eine möglichst grosse Leistung verfügbar zu haben.

- \* Die reservierte angebotene Leistung muss während der ganzen Periode des Angebotes verfügbar sein. Es ist also notwendig einen Zeitplan definieren zu können, an dem es möglich ist die Systemdienstleistung zu gewährleisten. Abbildung 3 zeigt die Beanspruchung für die Bereitstellung für Energie von der Tertiärregelung.
- \* Die angebotene Leistung kann für minimal 15 Minuten und maximal für die angebotene Zeit (Stundenblock von 4 Stunden für tägliche Tertiärregelung, 24/24 Std. für wöchentliche Tertiärregelung) aktiviert werden.
- \* Welche Anlagen innerhalb eines Pools die Dienstleistung erfüllen, ist Sache des Poolbetreibers. Dies verschafft etwas mehr Flexibilität und Sicherheit.
- \* Die Angaben (für die Pools zusammengefasst) müssen jederzeit an swissgrid weitergeleitet werden können.

### 2.3.4 Preise für Tertiärregelung

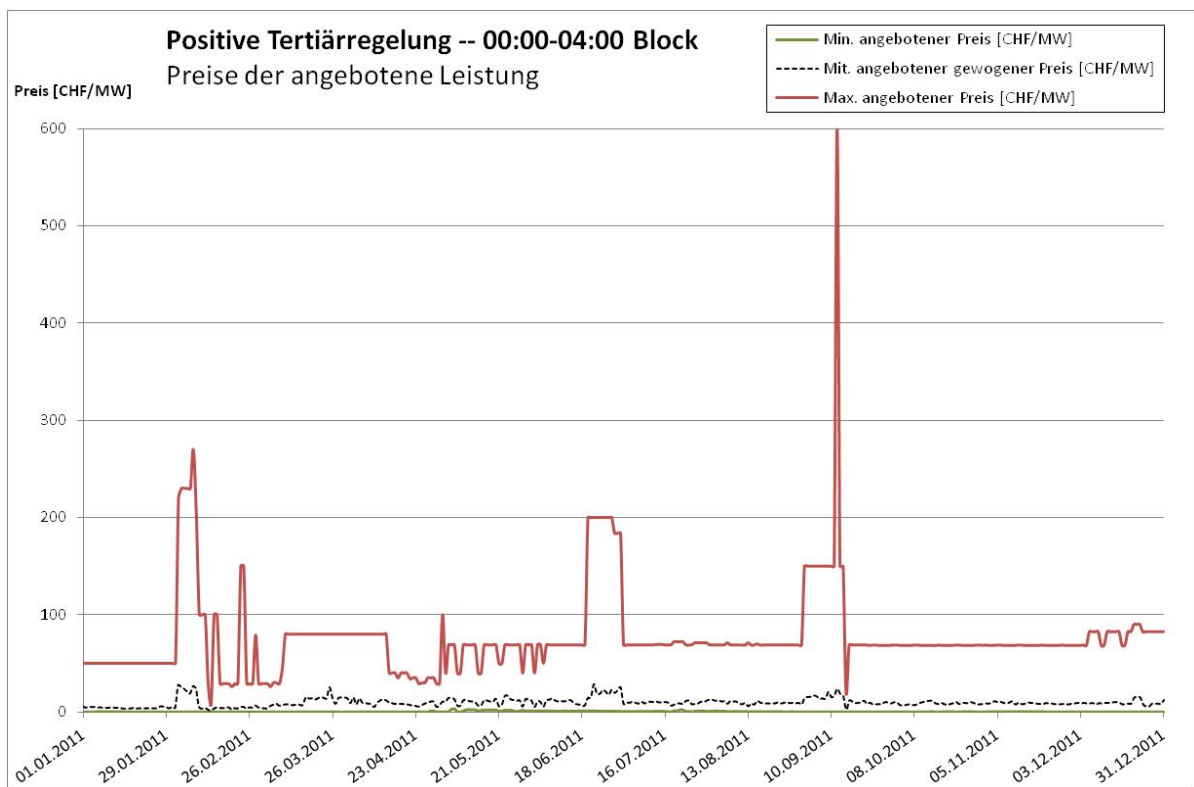
Der Preis der vergebenen Leistung schwankt für Tertiärregelung meistens zwischen 0 und 10 CHF pro MW und kann bis 100 CHF pro MW steigen. Die Preise der angebotenen und vergebenen Leistung sind von 20 Uhr bis 8 Uhr und am Wochenende tiefer (max. 20 CHF/MW)

Nachfolgend werden Preise der angebotenen und vergebenen Leistungen für tägliche positive Tertiärregelung im Jahre 2011 angegeben.

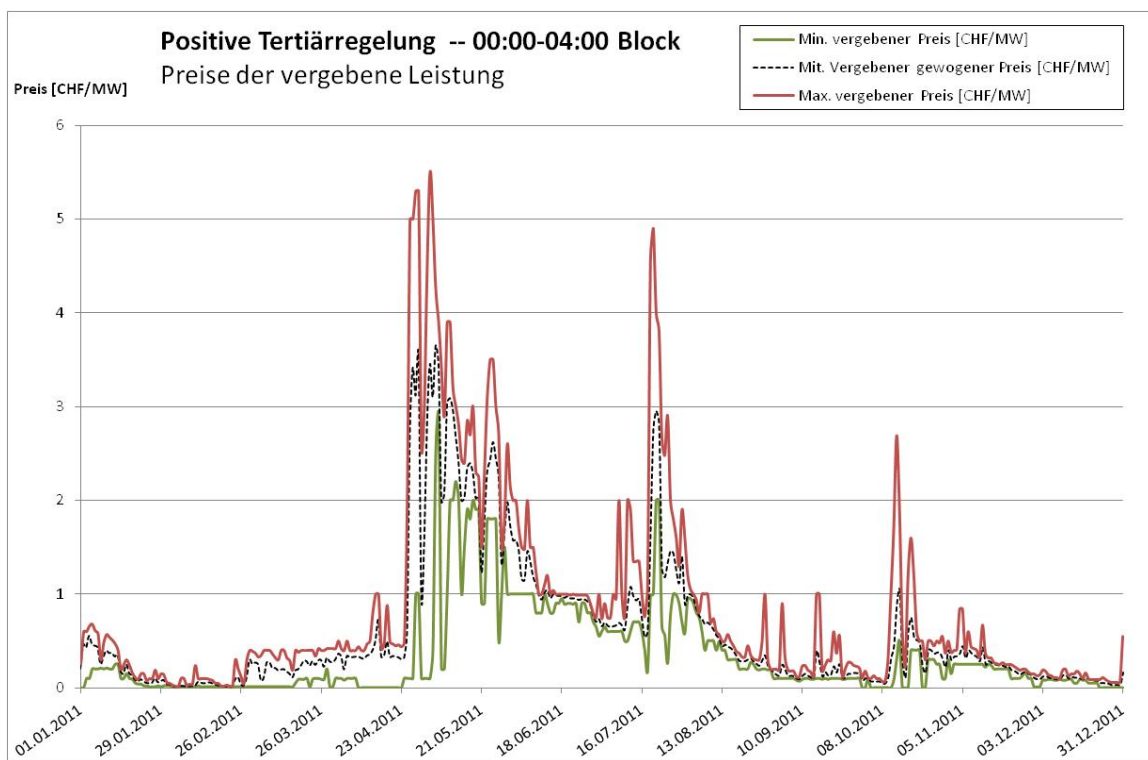


**Abbildung 4:** Preisfunktion der vergebenen Leistung

Die Preise für Sekundärregelung sind in der Regel deutlich höher als obige Preise für Tertiärregelung.



**Abbildung 5:** Preise der angebotenen Leistung



**Abbildung 6:** Preise der vergebenen Leistung



### 2.3.5 Netzebene

Die Infrastrukturanlagen gehören in der Regel folgenden Netzebenen an:

- WV (Wasserversorgungen) → Netzebene 5-7 (Mittel- und Niederspannung)
- ARA (Abwasserreinigungsanlage) → Netzebene 5 (Mittelspannung)
- KVA (Kehrichtverbrennungsanlagen) → Netzebene 3-5 (Hoch- und Mittelspannung)

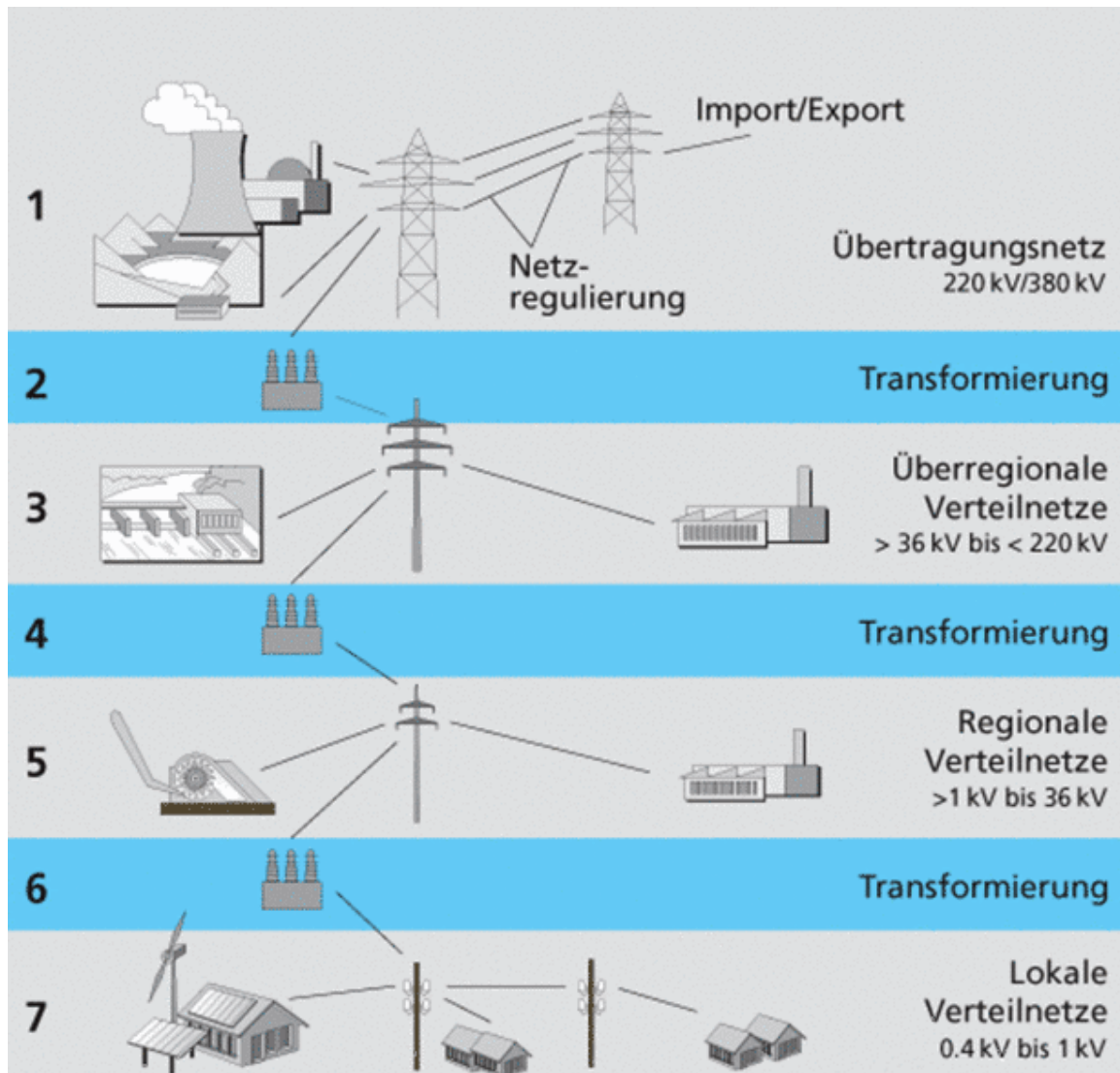
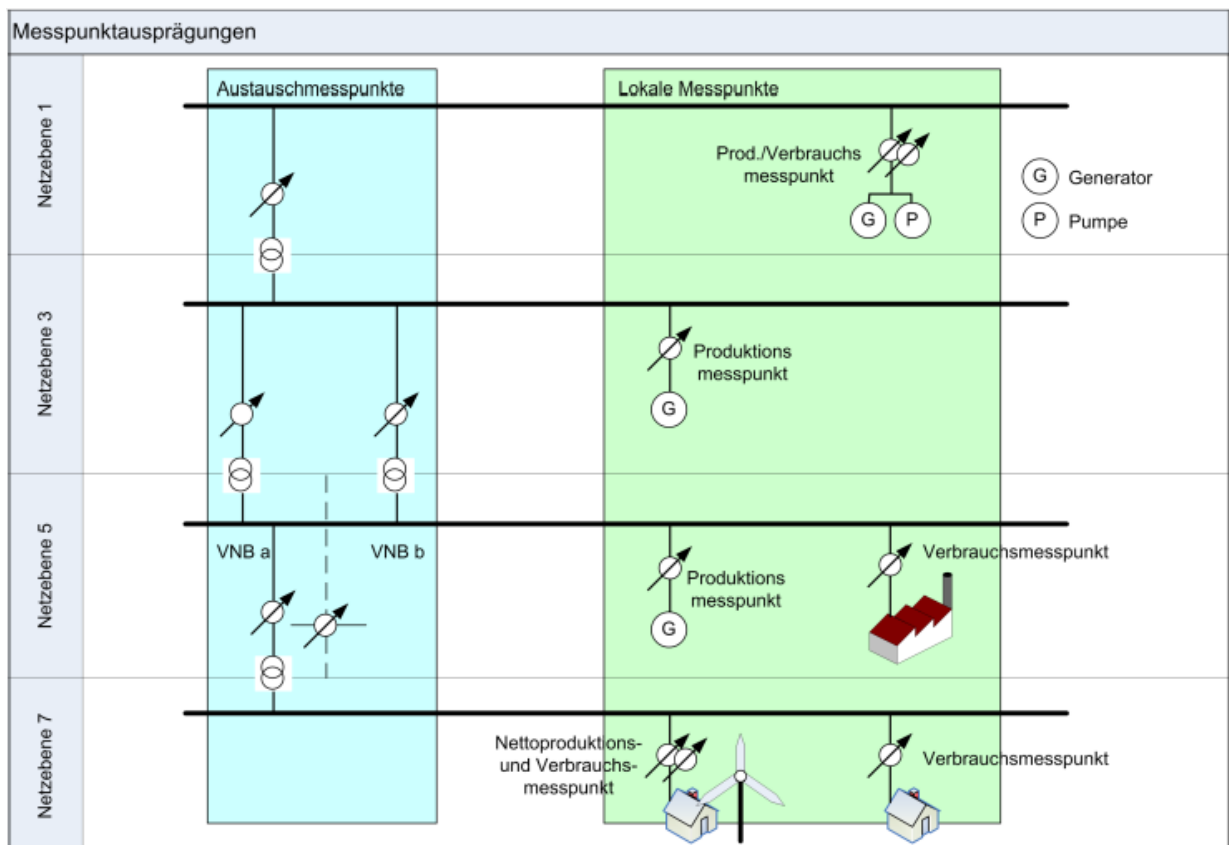


Abbildung 7: Stromnetzebenenmodell (Quelle: VSE)

### 2.3.6 Messpunkte für Daten an Swissgrid

Im Metering Code Schweiz findet man alle technischen Bestimmungen zur Messung und Messdatenbereitstellung. Diese Empfehlungen definieren die Mindestanforderungen ans Messdatenmanagement als Basis für die ordnungsgemässe Abwicklung und gelten auch bei SDL. Die folgende Abbildung zeigt z.B. die Ausprägungen für die Messpunktbezeichnung gemäss Rollenmodell.





**Abbildung 8:** Messpunktausprägungen (Quelle: VSE, MC)

### 2.3.7 KEV Vergütung für SDL von Infrastrukturanlagen

Die Frage ob Anlagen, welche die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) erhalten, auch für die Lieferung von Systemdienstleistungen berechtigt sind und unter welchen Bedingungen, wird zur Zeit bei Swissgrid und BFE untersucht.

Was derzeit bekannt ist: Der Anbieter muss Swissgrid pro SDL eine Liste mit den vorgesehenen Erzeugungseinheiten (EZE) liefern. In dieser Liste muss er angeben, ob die Betriebsmittel für die KEV zugelassen sind (inkl. KEV-Projektnummer). Der Umfang der zu liefernden Angaben ist in einem swissgrid-Dokument [3] spezifiziert.

## 3 Abwasserreinigungsanlage (ARA)

### 3.1 Ausgangslage ARA

In der Schweiz gibt es heute etwa 875 Abwasserreinigungsanlagen [4]. Dabei reinigen viele kleine Anlagen (ca. 470 mit weniger als 10'000 angeschlossenen EW) etwa 10% des Wassers und wenige grosse Abwasserreinigungsanlagen (81 mit mehr als 50'000 angeschlossenen EW) mehr als 60% des gesamten Abwassers der Schweiz.

Die Kläranlagen in der Schweiz verbrauchen heute gemäss einer Umfrage des BAFU rund 448 GWh/a Strom (inkl. Hebewerke rund 490 GWh/a) und produzieren rund 114 GWh/a [4]. Die Leistung der WKK-Anlagen der Schweizer ARA beträgt 30 MW [5].

### 3.2 Mögliche Lastverschiebung ARA

#### 3.2.1 Möglichkeiten der Lastverschiebung

Tabelle 1: Möglichkeiten Lastverschiebung ARA

Netzzustand	Abhilfemassnahme	Anforderung an ARA
Leistungsdefizit im Netz	Positive Regelleistung	<b>Bezug reduzieren:</b> Einzelne Aggregate / Prozesse für eine bestimmte Zeit ausschalten (15 Min. bis 2 h)
Leistungsdefizit im Netz	Positive Regelleistung	<b>Produktion erhöhen:</b> WKK-Anlagen (BHKW, Gasturbinen) für bestimmte Zeit auf voller Leistung betreiben (30 Min. bis 4 h)
Leistungsüberschuss im Netz	Negative Regelleistung	<b>Bezug erhöhen:</b> Diese Lastverschiebung macht betriebstechnisch in einer ARA keinen Sinn. Z.B. ergibt sich bei einer erhöhten Belüftung in den Biologiebecken kein Zusatznutzen.
Leistungsüberschuss im Netz	Negative Regelleistung	<b>Produktion reduzieren:</b> Ausschalten der WKK-Anlagen (BHKW, Gasturbinen) für bestimmte Zeit (30 Min. bis 12 h); Speicherung Klärgas im Gasometer

Eine belastungsunabhängige Maximierung des Strombezugs ist betriebstechnisch unsinnig. Wenn zum Beispiel in der Nacht, bei geringer Belastung die Gebläse auf voller Leistung betrieben werden, herrscht in der biologischen Reinigung ein hoher Sauerstoffüberschuss, der ungenutzt verpufft und die Denitrifikationsleistung und die Absetzbarkeit des Belebtschlammes in der Nachklärung betrieblich sogar negativ beeinflusst.

Eine ARA ist dominant vom Wetter in deren Einzugsgebiet abhängig. Für eine Lastverschiebung sind Trockenwetterbedingungen Voraussetzung. Bei Regenwetter wird die ganze ARA-Kapazität dauernd in Anspruch genommen. In diesem Fall ist das Lastverschiebungspotential bei den Verbrauchern Null; eine Lastverschiebung bei der Stromproduktion mit WKK ist hingegen auch dann durchaus möglich.

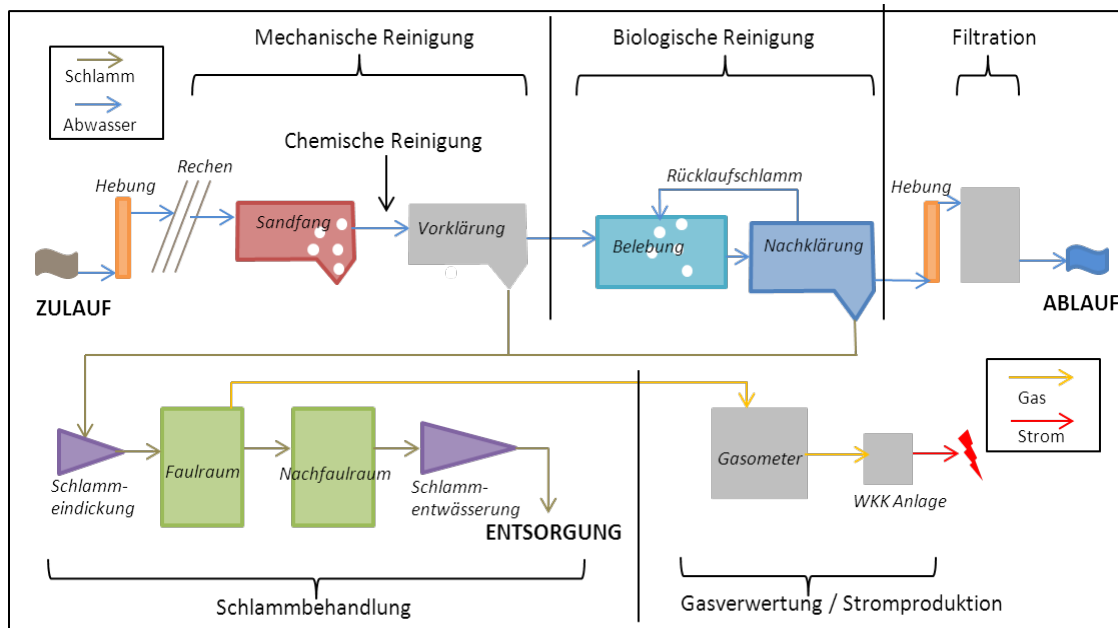
### 3.2.2 Positive Regelleistung

Die Kläranlage kann auf zwei Arten positive Regelleistung zur Verfügung stellen:

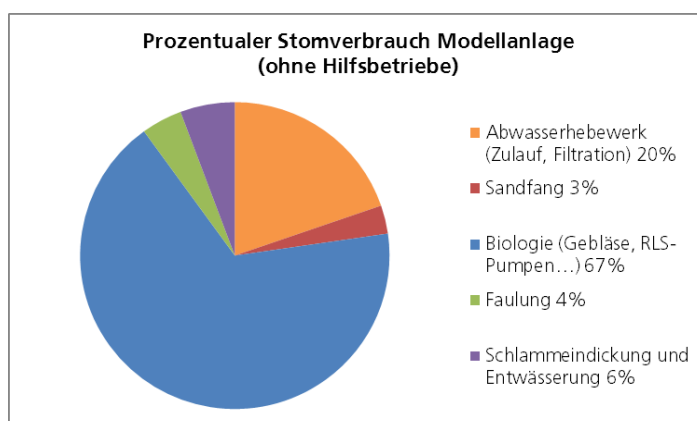
- **Zwischenzeitliche Reduktion des Strombezuges**
- **Zwischenzeitliche Erhöhung der Stromproduktion.**

#### 3.2.2.1 Zwischenzeitliche Reduktion des Strombezugs

Die Reduktion des Strombezugs wird erreicht, indem bestimmte Prozesse oder einzelne Aggregate ausgeschaltet werden. Dabei werden primär die relevanten Stromverbraucher betrachtet, da sonst der Aufwand für die Regelung grösser ist als der Ertrag durch die Stromeinsparung.



**Abbildung 9:** Schematische Darstellung einer Kläranlage. Dick und farbig eingrahmt: Aggregate mit relevantem Stromverbrauch. (Chemische Reinigung = Zufügen von Fällmitteln)



**Abbildung 10:** Prozentualer Stromverbrauch der Prozesse in der Modellanlage aus dem Leitfaden "Energie in ARA". Hilfsbetriebe werden nicht berücksichtigt [2].

In Abbildung 10 ist der prozentuale Stromverbrauch der Prozesse für die Modellanlage (100'000 EW) dargestellt [2]. Die genauen Zahlen sind auf den einzelnen ARA verschieden, aber es lassen sich Gemeinsamkeiten finden: Die zwei grössten Stromverbraucher sind die

Gebläse und die Hebwerke (Pumpen) in der biologischen Stufe. Weniger relevant sind die Schlammverdickung und Entwässerung, die Faulung und der belüftete Sandfang. Die Flexibilität der Prozesse ist unterschiedlich, je nachdem ob sie diskontinuierlich oder kontinuierlich sind.

**Diskontinuierliche** Prozesse sind zeitlich flexibel. Die Laufzeit der Aggregate kann gut an den Strombedarf im Netz angepasst werden. Die Schlammfaulung und die Schlammmentwässerung sind die relevanten, diskontinuierlichen Prozesse.

Demgegenüber bieten **kontinuierliche** Prozesse, die in normalem Betrieb fast nie unterbrochen werden, nur beschränktes Potential für Lastverschiebungen. Grundsätzlich ist die zeitliche Flexibilität dabei abhängig von der Auslegungsgrösse und der Pufferkapazität zwischen den Prozessen.

Durch die Analyse der Fallbeispiele und Überprüfung mit dem Leitfaden „Energie in ARA“ [2] wurden die relevanten Stromverbraucher auf einer ARA untersucht und abgeschätzt, ob und wie lange sie ausgeschaltet werden können (siehe Abbildung 9 und Tabelle 1). Dabei muss der Einfluss von Regenereignissen und der Jahreszeiten miteinbezogen werden. Bei Regenwetter ist die Anlage hydraulisch oft vollständig ausgelastet. Es ist betrieblich unerwünscht und meist unmöglich, die Aggregate der kontinuierlichen Prozesse auszuschalten. Dazu kommt, dass die Reinigungsleistung und damit der Strombedarf im Winter etwas kleiner ist als im Sommer, da die Mikroorganismen bei tiefer Temperatur weniger aktiv sind.

Deshalb liegt der Fokus für die Abschätzung des Potentials bei **Trockenwetter im Sommer**.

**Tabelle 2:** Modellhafte Ausschaltzeiten der relevanten Aggregate im Sommer bei Trockenwetter (Farbige Hinterlegung: Alle Aggregate sind ausgeschaltet, nur blass farbige Hinterlegung: nur die Hälfte der Aggregate wie Pumpen, Gebläse etc. sind ausgeschaltet).

AUSSCHALTZEITEN AGGREGATE		Tiefe Belastung (Nacht)					Hohe Belastung (Tag)				
		15min	30min	1h	2h	>2h	15min	30min	1h	2h	>2h
HEBUNG	Hebwerke										
MECHANISCH	Sandfang Gebläse										
BIOLOGISCH	Biologie Gebläse										
	Biologie Rührwerk										
	Biologie RLS Pumpen										
SCHLAMM-BEHANDLUNG	Faulung Rührwerk										
	Faulung Pumpen										
	Faulung Wärmetauscher										
	Entwässerung mit Dekanter										

Die folgenden prognostizierten Ausschaltzeiten sind Abschätzungen, die durch die 3 Fallbeispiele verifiziert werden müssen.

**Hebwerke:** Für die Behandlung muss das Abwasser meist ein oder mehrere Male angehoben werden. Der Stromverbrauch für die Abwasserhebwerke (Pumpen) ist vor allem von der Höhendifferenz und der anfallenden Wassermenge abhängig. Die Wassermenge wiederum ist vor allem abhängig vom Regenwetter. Es wird angenommen, dass das Hebwerk bei Trockenwetter bis zu 30 Minuten teilweise ausgeschaltet werden kann, in der Nacht bis zu einer Stunde. Das Wasser im Zulauf kann im Raum vor den Pumpen gespeichert werden. Dabei ist die Verschiebezeit des Prozesses abhängig vom Stauvolumen vor den Pumpen.

**Sandfang:** Der Sandfang ist belüftet und das Gebläse dazu ist ein relevanter Stromverbraucher. Das Gebläse kann in der Nacht bei tiefer Belastung 30 Minuten abgeschaltet werden, am Tag nur 15 Minuten.

**Gebläse der biologischen Stufe:** Der Energieverbrauch der Gebläse ist abhängig von der Belastung: bei einer höheren Verschmutzung braucht es mehr Sauerstoff, um die chemischen Verbindungen zu oxidieren. Die Belastung ist unter der Woche grösser als am Wochenende und am Tag grösser als in der Nacht. Im Winter ist die Abbauleistung kleiner als im Sommer.

Der Betrieb der Gebläse ist zentral wichtig für Reinigungsleistung der ARA, aber wenig flexibel und braucht gleichzeitig weitaus am meisten Strom.

Es wird erwartet, dass es in einer Wochenendnacht im Sommer möglich ist, die Biologie bis zu 2 Stunden teilweise auszuschalten. Auch am Tag unter der Woche ist es denkbar, zumindest einen Teil der Gebläse für eine halbe Stunde auszuschalten.

Die biologische Reinigung ist das Herzstück einer ARA. Wenn sie ausfällt, kann die Reinigung des Abwassers nicht mehr ausreichend erfolgen.

**Rührwerke und Rücklaufschlamm (RLS) – Pumpen in der biologischen Stufe:** Die Rührwerke und RLS-Pumpen sind flexibler als die Gebläse. Die RLS-Pumpen können in der Nacht bis zu 2 Stunden und am Tag bis zu einer Stunde ausgeschaltet werden. Die Rührwerke sind weniger flexibel, da sie im unbelüfteten Teil des Belebungsbeckens dafür sorgen, dass der Schlamm immer in der Schwebe bleibt und nicht absinkt.

**Schlammfäulung:** Der Energieverbrauch für die Fäulung ist unabhängig vom Tages-, Wochen- und Jahresgang. Die täglichen Schwankungen in der Zulaufkraft haben keinen signifikanten Einfluss bei einer Aufenthaltszeit von 20 Tagen. Es wird als möglich erachtet die Aggregate für den Fäulungsprozess (Umwälzpumpe, Rührwerk) am Tag bis zu 2 Stunden, in der Nacht sogar noch länger, auszuschalten.

**Maschinelle Schlammeindickung und Schlammmentwässerung:** Die Schlammeindickung von Frisch- oder Überschussschlamm und die Schlammmentwässerung sind diskontinuierliche Prozesse. Sie können zumindest theoretisch um über zwei Stunden verschoben werden. Es ist prozesstechnisch hinderlich die Eindickung oder Entwässerung für weniger als zwei Stunden auszuschalten. Zudem ist es betrieblich nicht möglich, die Schlammmentwässerung in der Nacht nach Belieben ein- und auszuschalten.

**Hilfsbetriebe (Heizung, Lüftung, Brauchwasser...):** Der Stromverbrauch der Hilfsbetriebe ist auf verschiedenen ARA sehr unterschiedlich und auch abhängig vom Aggregationsverfahren in der Strombilanz. Es gibt unter den Hilfsbetrieben keinen grösseren Stromverbraucher. Die flexible Steuerung vieler Aggregate ist komplex und bietet nur ein geringes Potential zur Lastverschiebung. Deshalb werden die Hilfsbetriebe hier nicht weiter untersucht.

### **3.2.2.1 Zwischenzeitliche Erhöhung der Stromproduktion**

Die WKK-Anlagen in den ARA produzieren Strom aus Klärgas. Je nach Bedarf wird mehr oder weniger Gas in Strom umgewandelt, der Rest wird als Wärme in den Prozessen (z.B. Schlammfäulung) verwendet. Im Sommer herrscht meist ein gewisser Wärmeüberschuss. Die erbrachte Leistung ist abhängig von der installierten Leistung der WKK-Anlagen. Die Grösse des Gasometers, die Gasproduktion und die Gasaufnahme durch die WKK-Anlagen bestimmen, wie lange die WKK-Anlagen mit maximaler Leistung betrieben werden können. Ebenfalls zu berücksichtigen ist die Grösse des Warmwasserspeichers.

## **3.2.3 Negative Regelleistung**

### **3.2.3.1 Zwischenzeitliche Minimierung der Stromproduktion (Gasspeicherung)**

Die Stromproduktion auf der ARA kann unterbrochen werden. Das produzierte Gas wird im Gasometer gespeichert.

Fast alle ARA, die Strom produzieren, sind mit einem Gasometer ausgestattet, der als Zwischenspeicher für das Klärgas dient. Die mögliche Dauer der Gasspeicherung ist abhängig vom Volumen des Gasometers. Die Gasometergrösse variiert von Anlage zu Anlage. Es wird geschätzt, dass das Volumen des Gasometers etwa einem Drittel bis zur Hälfte einer Tagesproduktion in schweizerischen ARA entspricht [2].

Nicht alle Strom produzierenden Abwasserreinigungsanlagen (ca. 300) besitzen einen Wärmespeicher. Die Speicherung der Energie im Gasometer ist der im Wärmespeicher vorzuziehen, da die Verluste viel geringer sind.

Zu beachten ist, dass in einer ARA der Strombedarf und der Wärmebedarf oft nicht gleichzeitig anfallen, so dass ein ausreichend grosser Wärmespeicher bei einer WKK-Anlage notwendig ist. Wegen dem höheren Wärmebedarf ist der Winter für den Lastausgleich kritisch. Faktisch werden viele BHKW vor allem an kalten Tagen wärmegeführt betrieben.

### Fazit

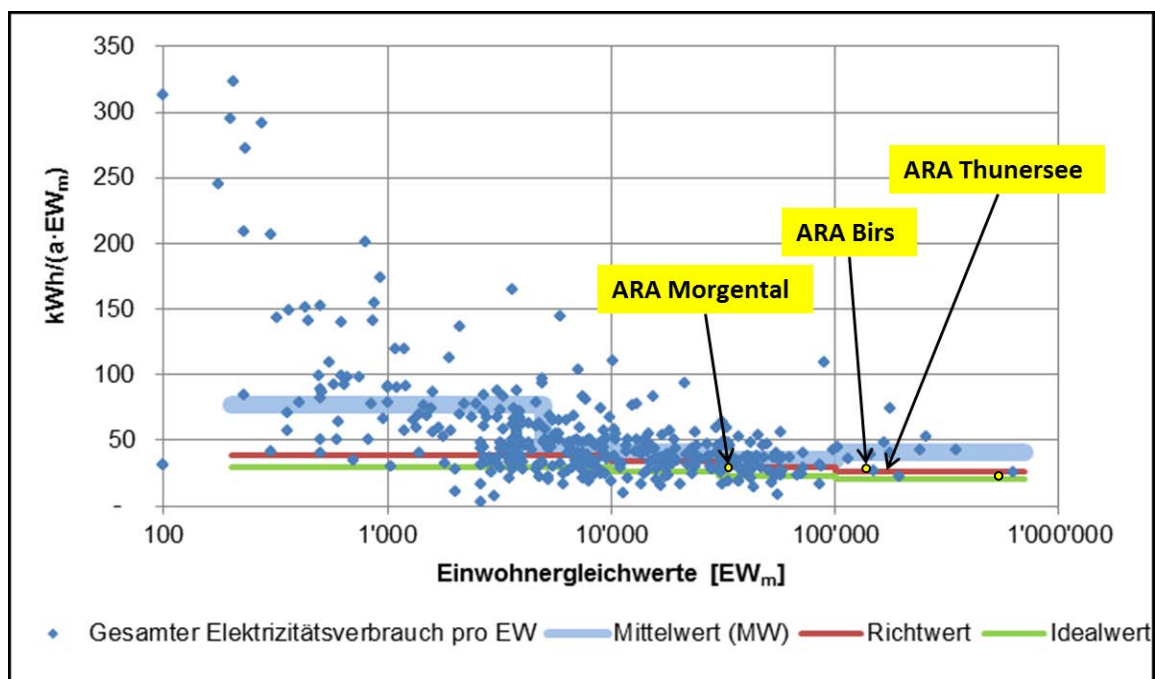
Bei ARA steht die vorübergehende Maximierung bzw. Minimierung der Stromproduktion gegenüber dem angepassten Bezug im Vordergrund.

## 3.3 Fallbeispiele ARA

### Einführung

Die drei hier untersuchten ARA wurden aus folgenden Gründen ausgewählt: Zum einen wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass grössere Anlagen eine höhere Energieeffizienz aufweisen und über grössere Potentiale zur Lastverschiebung verfügen. Weiter weisen diese drei ARA verschiedene Reinigungsverfahren auf, die untersucht werden können.

Die Reinigungsvarianten werden ab Kapitel 3.3.1 erwähnt.



**Abbildung 11:** Spezifischer Stromverbrauch der Schweizer Abwasserreinigungsanlagen. Grafik aus [4].

### 3.3.1 ARA Morgental

#### 3.3.1.1 Anlagen-Charakteristik



**Abbildung 12:** Ansicht ARA Morgental

Die ARA Morgental ist eine mittelgrosse ARA auf dem Gemeindegebiet von Steinach bei Arbon im Kanton St. Gallen. In Tabelle 3 sind die Charakteristika und das Layout der ARA Morgental dargestellt. Die ARA betreibt keine Filtration und keine Schlammmentwässerung.

**Tabelle 3:** Eckwerte und Layout der ARA Morgental (2010)

Zulaufmenge	5'445'000 m <sup>3</sup> /a
Einwohnerwerte	46'000 EW
Installierte elektrische Leistung Verbraucher	200 kW
Stromverbrauch	155'000 kWh/a
Installierte elektrische Leistung WKK	155 kW
Stromproduktion	664'000 kWh/a
<i>Verfahren:</i>	
Zulaufhebewerk	6 Schneckenpumpen
Rechenanlage	
Sandfang	2 Strassen
Vorklärung	2 Strassen
Biologische Reinigung	6 Strassen
Ablaufhebewerk	3 Schneckenpumpen
Mesophile Schlammfaulung	
WKK-Anlage zur Klärgasnutzung	4 Mikrogasturbinen
Keine Filtration	
Keine Schlammmentwässerung	



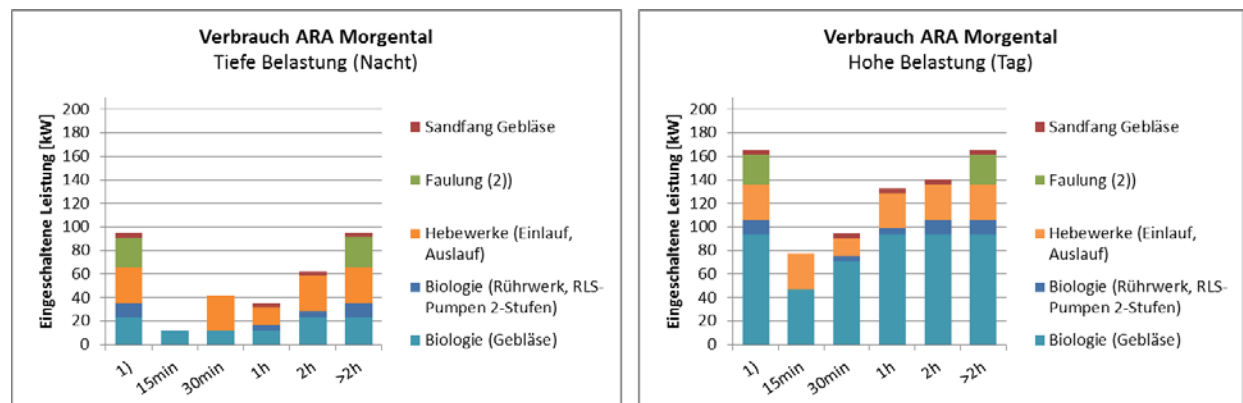
### 3.3.1.2 Positive Regelleistung

#### Reduktion des Bezugs

**Tabelle 4:** Eingesparte Leistung auf der ARA Morgental nach verschiedenen Ausschaltzeiten. (transparent farbige Hinterlegung: Nur ein Teil der Aggregate wird eingeschaltet. In der Nacht sind die Gebläse nur zu 25% in Betrieb.)

MORGENTAL	Leistung [kW] die nach gewisser Ausschaltzeit eingeschaltet werden muss											
	Belastung klein (Nacht, Wochenende)						Belastung gross (Tag, Mittag)					
Ausschaltzeit:	1)	15min	30min	1h	2h	>2h	1)	15min	30min	1h	2h	>2h
Biologie (Gebläse)	24	12	12	12	24	24	94	47	71	94	94	94
Hebewerke (Einlauf, Auslauf)	30	0	30	15	30	30	30	30	15	30	30	30
Biologie (Rührwerk, RLS-Pumpen 2-Stufen)	12	0	0	5	5	12	12	0	5	5	12	12
Sandfang Gebläse	4	0	0	4	4	4	4	0	4	4	4	4
Faulung (2))	26	0	0	0	0	26	26	0	0	0	0	26
Total eingesparte Leistung:		83	53	60	33	0		89	71	33	26	0
1) Benötigte Leistung wenn alle Prozesse und Aggregate eingeschaltet sind												
2) Pumpen, Rührer, Wärmepumpe												

Am Tag können maximal 89 kW während 15 Minuten zurückgehalten werden (Differenz zwischen der installierten und der benötigten Leistung). In der Nacht sind während 15 Minuten noch 83 kW möglich. Bei zwei Stunden am Tag kommt man noch auf 26 kW und in der Nacht auf 33 kW (siehe Tabelle 4 und Abbildung 13).



**Abbildung 13:** Eingeschaltete Leistung nach einer bestimmten Ausschaltzeit der ARA Morgental bei Trockenwetter im Sommer. Bei tiefer (Nacht) und hoher Belastung (Tag).

- 1) Benötigte Leistung wenn alle Prozesse / Aggregate eingeschaltet sind.  
2) Pumpen und Rührwerke

In Tabelle 5 ist dargestellt, wie lange die Hebewerke bei einer mittleren Abwassermenge im Zulauf ausgeschaltet werden können.

**Tabelle 5:** Ausschaltzeit der Hebewerke auf der ARA Morgental.

	Speicher- volumen [m <sup>3</sup> ]	Zulauf (Trockenwetter) [m <sup>3</sup> /h]	Ausschaltzeit Hebewerke [min]
Vor Zulauf-Schnecke	500	628	<b>48</b>
Vor Ablauf-Schnecke	250	628	<b>24</b>



## Erhöhung der Produktion

**Tabelle 6:** ARA Morgental – Stromproduktion, installierte Leistung

<b>Total installierte Leistung</b>	<b>155</b>	<b>kW</b>
3 Turbinen à 30 kW	90	kW
1 Turbine à 65 kW	65	kW
Gasaufnahme Mikrogasturbinen	89	m <sup>3</sup> /h
Gasanfall (mit Co-Vergärung)	1'600-2'100	m <sup>3</sup> /d
Gasanfall (ohne Co-Vergärung)	931 - 1'700	m <sup>3</sup> /d
Benötigtes Gasvolumen für <b>4h Produktion</b>	356	m <sup>3</sup>
Totales Gasometervolumen	1200	m <sup>3</sup>
Nutzbares Gasometervolumen	1000	m <sup>3</sup>
Speicherzeit	11	h

In der ARA Morgental sind vier Mikrogasturbinen installiert (Leistung: 3 \* 30 kW, el. Wirkungsgrad 21%; Leistung: 1 \* 65 kW, el. Wirkungsgrad 29%). Zusammen erbringen sie eine Leistung von 155 kW (siehe Tabelle 6). Diese Leistung bietet die Berechnungsgrundlage für die Abschätzung des Potentials. Es braucht 356 m<sup>3</sup> Gas, um während dem verlangten Block von vier Stunden, unabhängig von der Tages- und Wochenzeit, 155 kW anzubieten. Dies ist mit einem Gasometervolumen von 1'200 m<sup>3</sup> möglich. Die Gasturbinen können bei voller Leistung 11 h in Betrieb sein, bevor eine Gasometerfüllung verbraucht ist.

### 3.3.1.3 Negative Regelleistung

#### Reduktion der Stromproduktion (Gasspeicherung)

**Tabelle 7:** ARA Morgental Gasspeicherung

Nutzbares Gasometervolumen	1'000	m <sup>3</sup>
Maximale Produktion	2'100	m <sup>3</sup> /d
<b>Zeit zur Füllung des ganzen Gasometers</b>	<b>11</b>	<b>h</b>

Das Klärgas kann für 11 Stunden gespeichert werden (siehe Tabelle 7).

### 3.3.2 ARA Birs

#### 3.3.2.1 Anlagen-Charakteristik



**Abbildung 14:** Ansicht ARA Birs

Die ARA Birs ist eine relativ grosse ARA in Birsfelden, Kanton Basel Landschaft. Sie ist eine SBR-Anlage mit 5 SBR-Reaktoren.

**Tabelle 8:** Eckwerte ARA Birs (2010)

Zulaufmenge	12'000'000 m <sup>3</sup> /a
Einwohnerwerte	150'000 EW
Installierte elektrische Leistung Verbraucher	1'300 kW
Stromverbrauch	3'500'000 kWh/a
Installierte elektrische Leistung WKK	300 kW
Stromproduktion	1'667'000 kWh/a
<i>Verfahren:</i>	
Zulaufhebewerk	3 Schneckenpumpen
Rechenanlage	
Sandfang	2 Strassen
Keine Vorklärung	
Biologische Reinigung	5 SBR-Reaktoren
Mesophile Schlammfaulung	Zudosierung Co-Substrat
WKK-Anlage zur Klärgasnutzung	1 BHKW
Keine Filtration	
Schlamm entwässerung	1 Dekanter

### 3.3.2.2 Positive Regelleistung

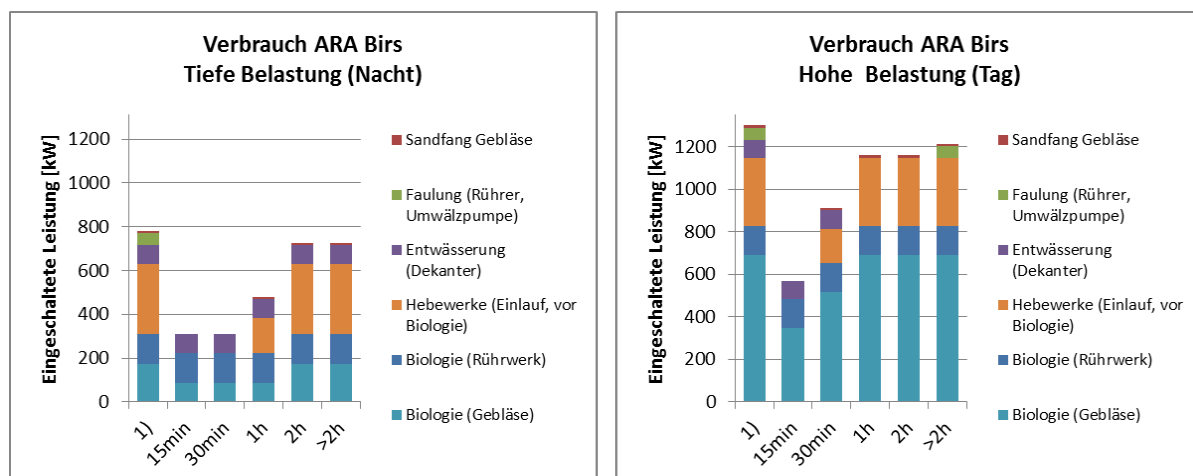
#### Reduktion des Bezugs

**Tabelle 9:** Reduktion Leistung auf der ARA Birs bei verschiedenen Ausschaltzeiten. (transparent farbige Hinterlegung: Nur ein Teil der Aggregate wird eingeschaltet).

1) Leistung die benötigt wird, wenn alle Prozesse und Aggregate in Betrieb sind. In der Nacht sind die Gebläse nur zu 25% in Betrieb.

BIRS	Leistung [kW] die nach gewisser Ausschaltzeit eingeschaltet werden muss												
	Belastung klein (Nacht, Wochenende)						Belastung gross (Tag, Mittag)						
	1)	15min	30min	1h	2h	>2h	1)	15min	30min	1h	2h	>2h	
Biologie (Gebläse)	173	86.5	86.5	86.5	173	173	692	346	519	692	692	692	692
Hebewerke (Einlauf, vor Biologie)	319	0	0	159	319	319	319	0	159	319	319	319	318.8
Biologie (Rührwerk)	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136
Sandfang Gebläse	12	0	0	12	12	12	12	0	12	12	12	12	12
Entwässerung (Dekanter)	86	86	86	86	86	86	86	86	86	0	0	0	0
Faulung (Rührer, Umwälzpumpe)	55	0	0	0	0	0	55	0	0	0	0	0	55
<b>Total eingesparte Leistung</b>		<b>473</b>	<b>473</b>	<b>301</b>	<b>55</b>	<b>55</b>		<b>732</b>	<b>387</b>	<b>141</b>	<b>141</b>	<b>86</b>	

Am Tag können maximal 732 kW reduziert werden. Dies aber nur während 15 Minuten. In der Nacht sind es 473 kW. Wenn die Aggregate zwei Stunden ausgeschaltet werden, sind am Tag 141 kW und in der Nacht noch 55 kW möglich (siehe Tabelle 9 und Abbildung 15).



**Abbildung 15:** Eingeschaltete Leistung nach einer bestimmten Ausschaltzeit auf der ARA Birs. Bei tiefer (Nacht) und hoher Belastung (Tag).

1) Benötigte Leistung, wenn alle Prozesse / Aggregate eingeschaltet sind.

In Tabelle 10 ist dargestellt, wie lange die Hebewerke bei einer mittleren Abwassermenge im Zulauf ausgeschaltet werden können.

**Tabelle 10:** Ausschaltzeit der Hebewerke auf der ARA Birs

	Speichervolumen [m <sup>3</sup> ]	Zulauf (Trockenwetter) [m <sup>3</sup> /h]	Ausschaltzeit Hebewerke [min]
Vor Zulauf-Schnecke	1'000	1'370	44
Vor Biologie	1'133	1'370	50

## Erhöhung der Produktion

**Tabelle 11:** ARA Birs – Stromproduktion, installierte Leistung

<b>Installierte Leistung (1 BHKW)</b>	<b>300</b>	<b>kW</b>
Gasaufnahme (berechnet)	127	m <sup>3</sup> /h
Gasanfall (mit Co-Vergärung)	2'100	m <sup>3</sup> /d
	87.5	m <sup>3</sup> /h
Gasometervolumen	120	m <sup>3</sup>
Zeit bis Gasometer leer	1.4	h
Benötigtes Gasvolumen für 4h Produktion	509	m <sup>3</sup>

In der ARA Birs ist ein BHKW mit einer Leistung von 300 kW und einer Gasaufnahme von 127 m<sup>3</sup>/h installiert (siehe Tabelle 11). Der Gasometer ist sehr klein und kann nur etwa 6% der Tagesproduktion aufnehmen. Bei voller Leistung des BHKWs ist der Gasometer in 1.4 Stunden leer.

### 3.3.2.3 Negative Regelleistung

#### Reduktion der Stromproduktion (Gasspeicherung)

**Tabelle 12:** ARA Birs - Gasspeicherung

Gasometervolumen	120	m <sup>3</sup>
Maximale Produktion	2'100	m <sup>3</sup> /d
<b>Zeit zur Füllung des ganzen Gasometers</b>	<b>1.4</b>	<b>h</b>

Das Volumen des Gasometers reicht aus, um das BHKW während 1 Stunde auszuschalten (Tabelle 12). Der Gasometer ist also sehr klein, behindert den ARA-Betrieb aber kaum. Zur Erreichung von grösseren Lastverschiebungen müsste das Gasspeichervolumen deutlich erhöht werden.

### 3.3.3 ARA Thunersee

#### 3.3.3.1 Anlagen-Charakteristik



**Abbildung 16:** Ansicht ARA Thunersee

Auf der ARA Thunersee wird das Abwasser von 37 Verbandsgemeinden gereinigt (vgl. Abbildung 17).



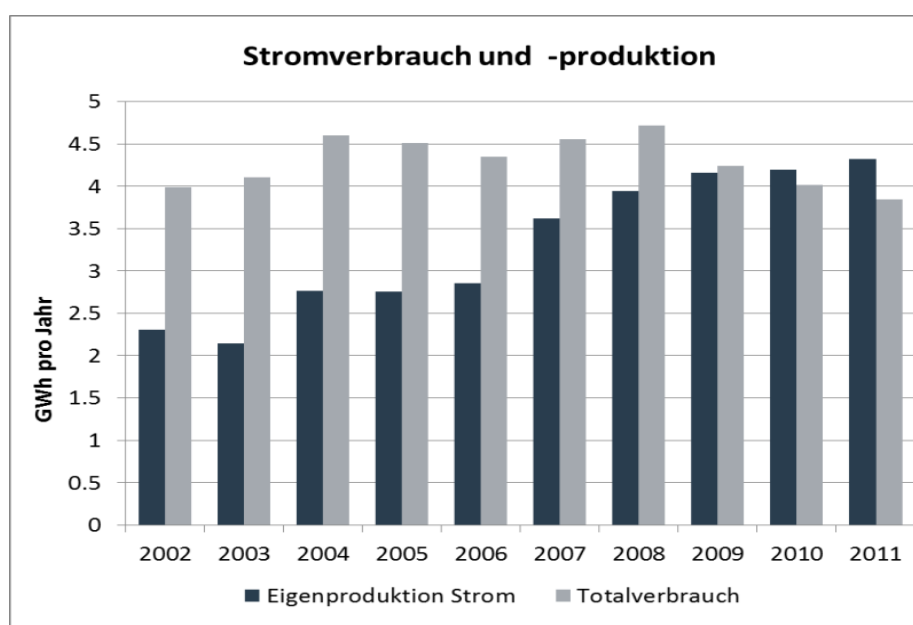
**Abbildung 17:** Einzugsgebiet ARA Thunersee (Quelle: Jahresbericht 2011)

Die ARA Thunersee ist eine relativ grosse ARA in Uetendorf bei Thun im Kanton Bern. Die biologische Reinigung des Abwassers erfolgt im sogenannten Bio-P-Verfahren (biologische Phosphorelimination), das in der Schweiz sehr selten angewendet wird.

**Tabelle 13:** Eckdaten ARA Thunersee (2011)

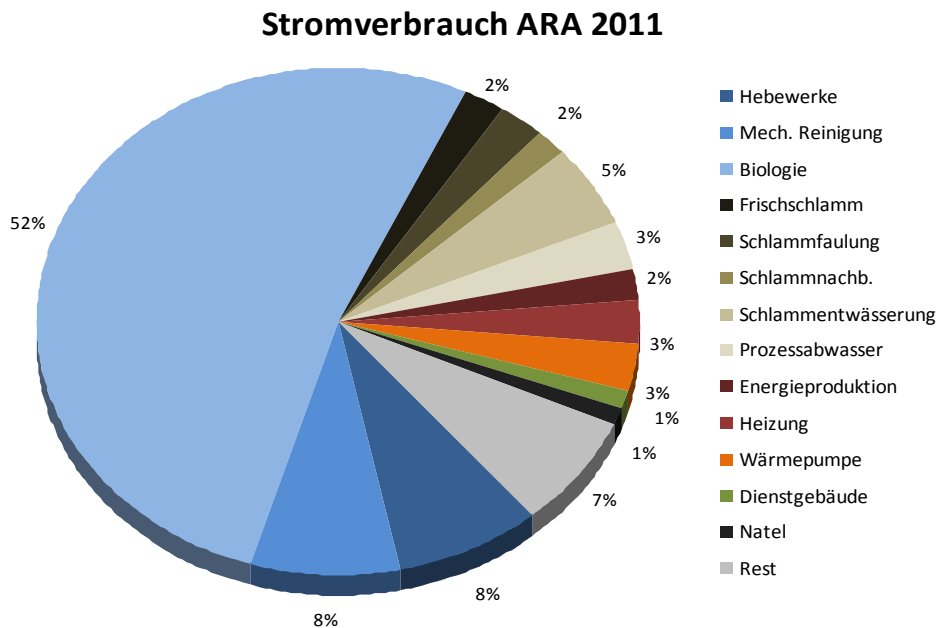
Zulaufmenge	13'300'000 m <sup>3</sup> /a
Einwohnerwerte	150'000 EW
Installierte elektrische Leistung Verbraucher	ca. 750 kW
Stromverbrauch	3'800'000 kWh/a
Installierte Leistung BHKW	830 kW
Stromproduktion	4'320'000 kWh/a
<i>Verfahren:</i>	
Zulaufhebewerk	3 Hebewerke
Rechenanlage	Grob-/Feinrechen
Sandfang	2 Strassen
Vorklärung	2 Strassen
Biologische Reinigung	Bio-P-Verfahren
Mesophile Schlammfäulung	Zudosierung Co-Substrat
Gasometer	2'000 m <sup>3</sup>
Schlammmentwässerung	Zentrifuge

In der ARA Thunersee wurde 2011 zum ersten Mal mehr Strom produziert als verbraucht. Damit hat die Anlage das Ziel der Energieautarkie erreicht. Dies ist das Resultat von Anstrengungen in Sachen energetischer Optimierung über viele Jahre. In Abbildung 18 ist der Verlauf der Stromproduktion sowie des Stromverbrauches von 2002 bis 2011 ersichtlich.



**Abbildung 18:** Stromverbrauch und –produktion der ARA Thunersee (Quelle: Jahresbericht 2011)

In Abbildung 19 ist die Aufteilung des Stromverbrauches auf die verschiedenen Anlageteile der ARA Thunersee für das Jahr 2011 ersichtlich. Rund 52% des Stromverbrauches entfallen alleine auf die biologische Reinigungsstufe, je 8% auf die Hebewerke und die mechanische Reinigung. Weitere 15% benötigen die Schlammbehandlung und rund 10% die Positionen Energieproduktion, Heizung, Wärmepumpe, Dienstgebäude und Natel zusammen. Die restlichen Aggregate verbrauchen 7%.



**Abbildung 19:** Statistik des Stromverbrauches der ARA Thunersee (Quelle Jahresbericht 2011)

Auf Grund der Tatsache, dass die ARA Thunersee das sogenannte Bio-P-Verfahren anwendet, ist ein kontinuierlicher Betrieb der mechanischen und biologischen Reinigungsstufe unabdinglich (60% Stromverbrauch). Die hier eingesetzten Aggregate können somit nicht für Lastverschiebungen eingesetzt werden, die Möglichkeiten für Lastverschiebungen beschränken sich auf folgende Anlagen:

- \* Abwasserhebewerk bei Trockenwetter für max. 60 Minuten (Pumpenleistungen 2 x 15 kW)
- \* Eines der beiden der Sandfanggebläse für maximal 120 Minuten (Leistungen 2 x 11 kW)

Die ARA Thunersee ist weitgehend energetisch optimiert, das Sparpotential grösstenteils ausgeschöpft. Die installierten Leistungen werden sich erst bei einem Ausbau oder Massnahmen zur Beseitigung der Mikroverunreinigungen signifikant ändern.

Zur Energieproduktion sind drei BHKW sowie ein Gasometer mit 2'000 m<sup>3</sup> vorhanden, wovon ca. 1'500 m<sup>3</sup> genutzt werden können. Dieses Volumen entspricht 25% des mittleren Tagesverbrauches bzw. der Tagesproduktion.

Daneben verfügt die ARA Thunersee über ein Notstromaggregat mit 280 kW elektrischer Leistung.

### 3.3.3.2 Positive Regelleistung

#### Reduktion des Bezugs

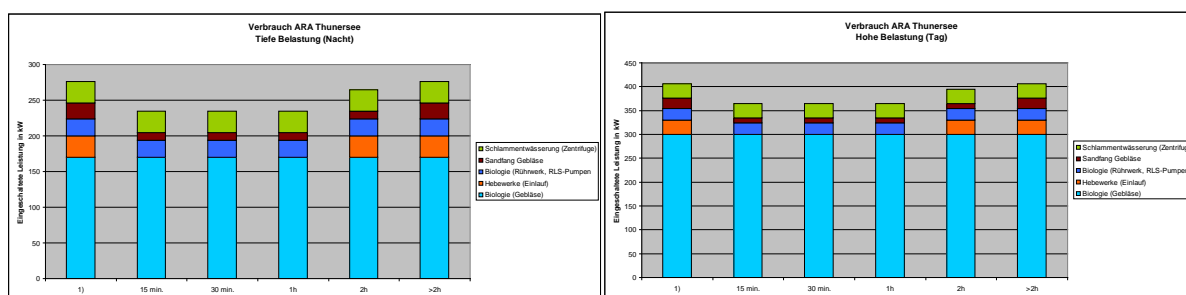
In Tabelle 14 sind die Möglichkeiten für die Minimierung des Bezugs zusammengestellt.

**Tabelle 14:** Eingesparte Leistung auf der ARA Thunersee nach verschiedenen Ausschaltzeiten.

1) Leistung die benötigt wird, wenn alle Prozesse und Aggregate in Betrieb sind. In der Nacht sind die Gebläse nur zu ca. 30% in Betrieb.

ARA Thunersee	Leistung [kW] die nach gewisser Ausschaltzeit eingeschaltet werden muss											
	Belastung klein (Nacht, Wochenende)						Belastung gross (Tag, Mittag)					
	1)	15 min.	30 min.	1h	2h	>2h	1)	15 min.	30 min.	1h	2h	>2h
Biologie (Gebläse)	170	170	170	170	170	170	300	300	300	300	300	300
Hebewerke (Einlauf)	30	0	0	0	30	30	30	0	0	0	30	30
Biologie (Rührwerk, RLS-Pumpen)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Sandfang Gebläse	22	11	11	11	11	22	22	11	11	11	11	22
Schlammverwässerung (Zentrifuge)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
<b>Total eingesparte Leistungen:</b>	<b>276</b>	<b>41</b>	<b>41</b>	<b>41</b>	<b>11</b>	<b>0</b>	<b>406</b>	<b>41</b>	<b>41</b>	<b>41</b>	<b>11</b>	<b>0</b>
1) Benötigte Leistung wenn die notwendigen Prozesse und Aggregate eingeschaltet sind												

Sowohl am Tag wie auch während der Nacht können maximal **41 kW** während maximal **60 Minuten** zurückgehalten werden (Differenz zwischen der installierten und benötigten Leistung, vgl. Tabelle 14 bzw. Abbildung 20). Für 60 bis 120 Minuten sind es noch 11 kW. Somit stehen auf dieser ARA mit dem speziellen Bio-P-Verfahren trotz der Grösse der Anlage insgesamt nur rund 40 kW Leistung für eine Lastverschiebung zur Verfügung.



**Abbildung 20:** Eingeschaltete Leistung nach einer bestimmten Ausschaltzeit der ARA Thunersee bei Trockenwetter im Sommer. Bei tiefer (Nacht) und hoher Belastung (Tag).

1) Leistung wenn alle notwendigen Prozesse / Aggregate eingeschaltet sind.

## Erhöhung der Produktion

**Tabelle 15:** ARA Thunersee – Stromproduktion

Total installierte Leistung	830	kW
1 BHKW à 170 kW	170	kW
2 BHKW à 330 kW	660	kW
Gasaufnahme BHKW	ca. 390	m <sup>3</sup> /h
Gasanfall (mit Co-Vergärung)	6'000	m <sup>3</sup> /d
Gasanfall (ohne Co-Vergärung)	5'450	m <sup>3</sup> /d
Benötigtes Gasvolumen für <b>4h Produktion</b>	1'560	m <sup>3</sup>
Totales Gasometervolumen	2'000	m <sup>3</sup>
Nutzbares Gasometervolumen	1'500	m <sup>3</sup>
Speicherzeit	6	h

In der ARA Thunersee sind 3 Blockheizkraftwerke installiert (2 x 330 kW mit elektrischem Wirkungsgrad von 38%; 1 x 170 kW mit elektrischem Wirkungsgrad von rund 36%). Zusammen erbringen sie eine Leistung von 830 kW (siehe Tabelle 15). Diese Leistung bietet die Berechnungsgrundlage für die Abschätzung des Potentials. Es braucht 1'560 m<sup>3</sup> Gas, um während dem verlangten Block von vier Stunden, unabhängig von der Tages- und Wochenzeit, 830 kW anzubieten. Dies ist mit einem Gasometervolumen von 1'500 m<sup>3</sup> nicht ganz



möglich. Die BHKW können bei voller Leistung rund 3.8 h in Betrieb sein, bis eine Gasometerfüllung verbraucht ist.

Die Abwärme der BHKW wird im Winter bei entsprechendem Wärmebedarf für das Fernwärmenetz in Heimberg genutzt. In diesem Fall, dürfen die BHKW nicht zurückgefahren werden.

Ein Bezug von zusätzlichem Erdgas aus dem Erdgasnetz würde eine weitere Steigerung der Stromproduktion ermöglichen, was zudem angepasst an den zeitlichen Bedarf möglich wäre. Die Vorgaben der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) erlauben heute diese Produktionsweise jedoch nicht.

### 3.3.3.3 Negative Regelleistung

#### Reduktion der Stromproduktion (Gasspeicherung)

**Tabelle 16:** Gasspeicherung ARA Thunersee

Nutzbares Gasometervolumen	1'500	m <sup>3</sup>
Mittlere Produktion	6'000	m <sup>3</sup> /d
<b>Zeit zur Füllung des ganzen Gasometers</b>	<b>6</b>	<b>h</b>

Das Klärgas kann für bis zu 6 Stunden gespeichert werden (siehe Tabelle 16). In Abhängigkeit der Variation der Gasproduktion im Tagesverlauf reicht das Speichervolumen deutlich länger oder kürzer. Während dieser Zeit wird kein Strom produziert.

Zurzeit überlegen die Verantwortlichen der ARA Thunersee, ob sie nach Ablauf der Lebensdauer der bestehenden BHKW das Klärgas zukünftig zu Erdgas aufbereiten und ins Erdgasnetz einspeisen soll. Im Falle einer Aufbereitung des Klärgases zu Erdgasqualität und anschliessender Einspeisung ins Erdgasnetz könnten die "Stillstandszeiten" der BHKW noch massiv erhöht werden bzw. diese vollständig ausser Betrieb genommen werden. Für die Entscheidungsfindung spielt auch die Vergütung für eine Lastverschiebung oder eine allfällige höhere Stromvergütung im Winter eine Rolle. So könnte im Winter das BHKW weiter zur maximalen Stromproduktion betrieben und im Sommer das Klärgas eingespeist werden.

## 3.4 Betriebliche Bedingungen ARA

### 3.4.1 Sicht der ARA-Betreiber

Abwasserreinigungsanlagen sind zum Schutz der Gewässer gesetzlich dazu verpflichtet, die Einleitbedingungen einzuhalten. Es ist somit die Hauptaufgabe der ARA Abwasser zu reinigen. Lastverschiebungen dürfen die Reinigungsleistung nicht soweit beeinträchtigen, dass die vorgeschriebenen Einleitbedingungen nicht mehr eingehalten werden können.

Die ARA-Betreiber sind es nicht gewohnt, dass Betriebsprozesse von aussen beeinflusst oder sogar gesteuert werden. Die unterbrochene Gewährleistung der Reinigungsleistung steht im Vordergrund. ARA-Betreiber befürchten, dass mit Systemdienstleistungen Eingriffe von aussen auf den ARA-Betrieb verbunden sind und dass während diesen Zeiten der Betrieb strombestimmt wird und nicht reinigungstechnisch optimal betrieben werden kann. Zudem ist die Einhaltung von Vorgaben zur Lastverschiebung bei Regenwetter nicht einzuhalten, da dann die ARA-Prozesse zur Abwasserreinigung auf Volllast laufen müssen.

Ausserdem weisen die ARA-Betreiber darauf hin, dass ihre WKK-Anlagen wärme gesteuert betrieben werden. Dem kleinen Wärmenetz in und um die ARA steht das riesige Stromnetz gegenüber. Die Betreiber sind skeptisch, ob ihre WKK-Anlagen für elektrische Regelleistung tauglich sind, ohne deren Wärmemanagement zu überfordern.

Wichtig ist den ARA-Betreibern auch ein Betrieb, der kein häufiges Ein- bzw. Ausschalten der Aggregate verursacht. Dies zielt auf eine möglichst lange Lebensdauer der Pumpen, Gebläse und Armaturen. Erst wenn die Preis für Systemdienstleistungen entsprechend ansteigen, werden sie deshalb für ARA attraktiv.

### 3.4.2 Sicht der Autoren

Die Idee, dass ARA einen Beitrag zu Lastverschiebungen und Systemdienstleistungen anbieten können, ist naheliegend. Bei den heutigen Anforderungen an SDL braucht es ein Pooling von mehreren oder sogar vielen Anlagen, um die heute geforderte Schwelle von Swissgrid (vgl. Kap. 2) von mindestens 5 MW und die 4-Stunden-Marke sowie einen 24/24 Std. Betrieb einzuhalten.

Bei den ARA bieten sich das Potential zur Lastverschiebung in erster Linie bei der Stromproduktion an, wobei der Wärmehaushalt bei WKK-Anlagen stets berücksichtigt werden muss. Bei den Stromverbrauchern sinken die Regelleistungen bei Regenwetter gegen Null. Das ist ein weiterer Grund, um ein Pooling anzustreben, um diese Situationen überbrücken zu können.

Die Hauptprozesse in einer ARA sind kontinuierlich und durch den Abwasserzufluss geprägt. Dieser wiederum ist abhängig vom Wetter. Dieser Umstand unterscheidet die ARA z.B. stark von einer KVA.

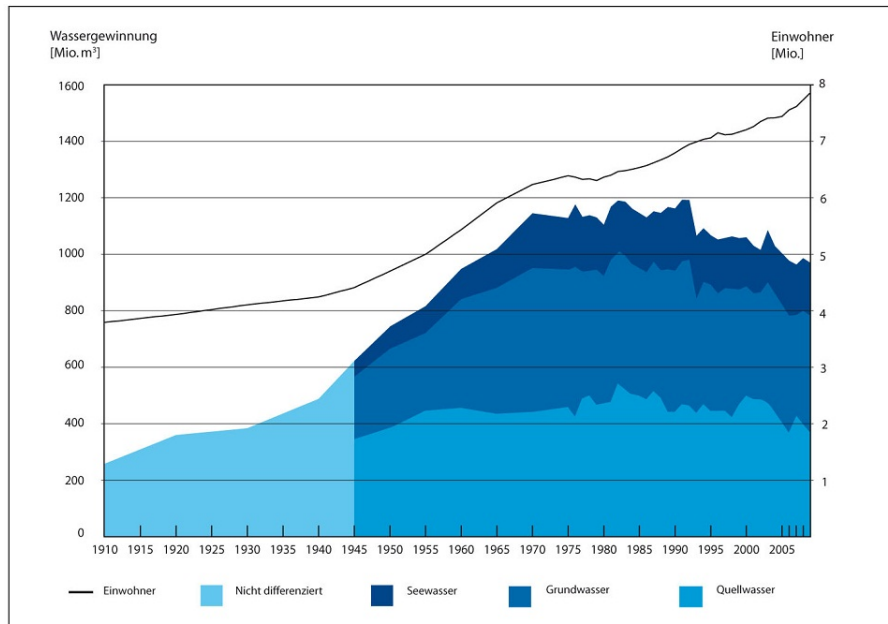
Der Bereich der Stromproduktion ist nicht direkt mit der Hauptaufgabe - der Abwasserreinigung - verknüpft, weshalb hier auch bei den Betreibern am ehesten Zustimmung erzielt werden kann. Eine starke Motivation für die Umsetzung in ARA wird die finanzielle Abgeltung sein, was abhängig von der Marktpreisentwicklung von Systemdienstleistungen ist. Zusätzlich muss aber auch noch viel Überzeugungsarbeit bei den Betreibern geleistet werden.

# 4 Wasserversorgungen WV

## 4.1 Ausgangslage WV

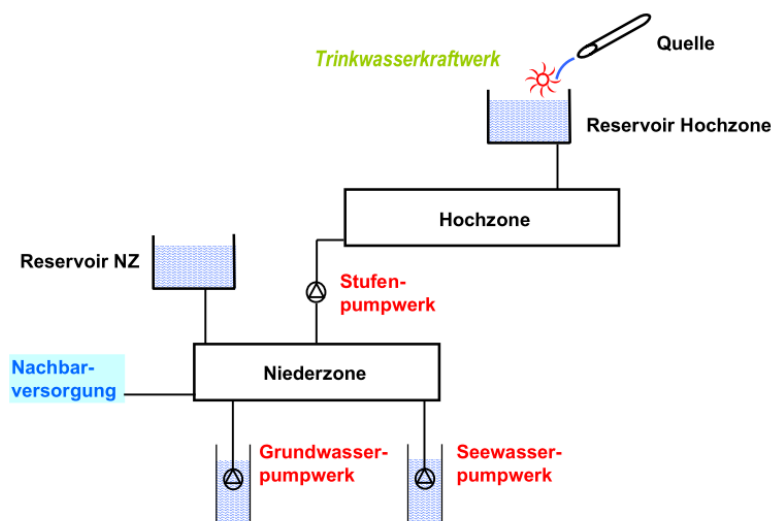
### 4.1.1 Trinkwasserversorgung in der Schweiz

Die Wasserversorgungen der Schweiz förderten 2010 ca. 941 Mio. m<sup>3</sup> Trinkwasser (Abbildung 21). Davon entfallen 40.6% auf Grundwasser, 39.2% auf Quellwasser sowie 20.1% auf Seewasser. (Bei den nachfolgenden Berechnungen wird der Einfachheit halber eine Verteilung von je 40% Grund- und Quellwasser bzw. 20% Seewasser zu Grunde gelegt.)



**Abbildung 21:** Statistik der Wassergewinnung der Schweiz (6)

In Abbildung 22 sind die wichtigsten Stromverbraucher einer Wasserversorgung dargestellt (Pumpwerke rot, Orte der Stromproduktion mit Trinkwasserkraftwerk grün).



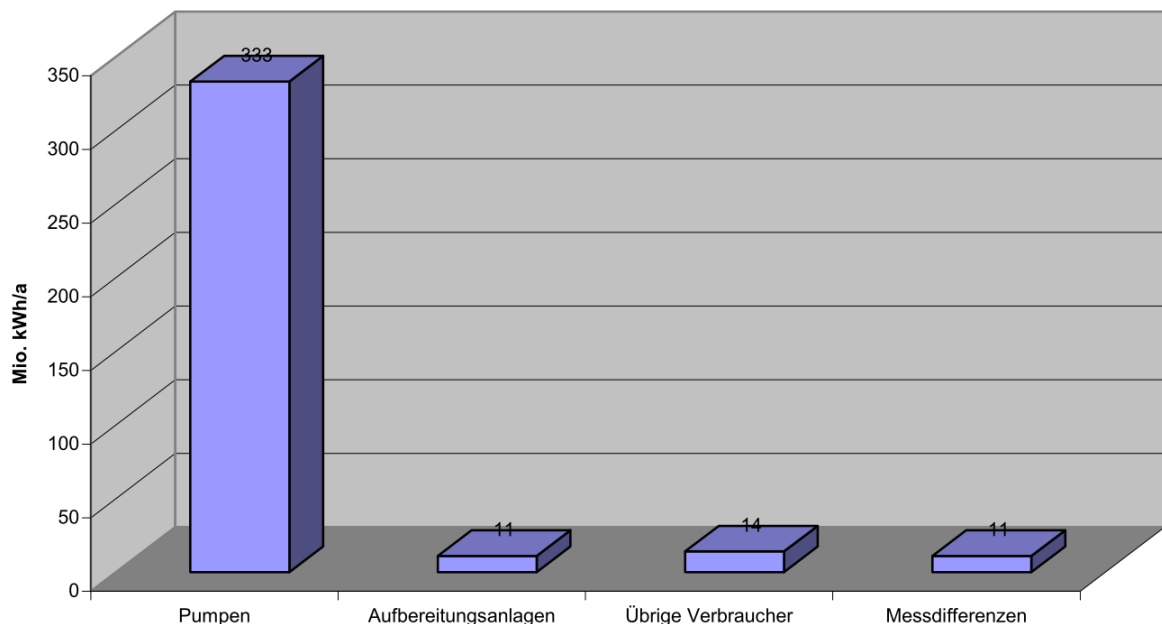
**Abbildung 22:** Schematische Darstellung Wasserversorgung

#### 4.1.2 Stromverbrauch der Wasserversorgungen

Der Anteil des gepumpten Wassers beläuft sich auf ca. 65%, respektive rund 600 Mio. m<sup>3</sup> pro Jahr (3). Dieses wird gemäss Angaben aus einer Hochrechnung des SVGW mit ca. 5'600 Pumpen gefördert (7). Dabei ist zu berücksichtigen, dass viele Wasserfassungen, v.a. die Grundwasserfassungen, aus Sicherheitsgründen Reservepumpen aufweisen und die vorhandenen Pumpen alternierend eingesetzt werden.

Der Energieverbrauch der Wasserversorgungen betrug 1995 ca. 405 Mio. kWh und hat seither durch geringere Fördermengen (Verbrauchsrückgang) schätzungsweise um 6 – 10% auf ca. 370 Mio. kWh/a abgenommen (3). Davon entfiel mit rund 90% der weitaus grösste Teil auf die Pumpen (ca. 330 Mio. kWh/a). Bei den Pumpen ist denn auch im Wesentlichen das Potential für Lastverschiebungen bei den Wasserversorgungsanlagen zu suchen. Den restlichen Energieverbrauch teilen sich Wasseraufbereitung, übrige Verbraucher und Messdifferenzen mit je 3% - 4%.

Der maximale Leistungsbezug elektrisch der Wasserversorgungen in der Schweiz liegt bei etwa 90 bis 150 MW.



**Abbildung 23:** Die wichtigsten Verbraucher der Wasserversorgungen am gesamten Stromverbrauch von rund 370 Mio. kWh pro Jahr (3)

#### 4.1.3 Stromproduktion der Wasserversorgungen

Die Wasserversorgungen verbrauchen aber nicht nur Strom, sondern produzieren mit Trinkwasserkraftwerken auch erneuerbaren Strom. In der Schweiz gibt es gemäss einer Hochrechnung des SVGW (8) rund 240 solch Trinkwasserkraftwerke mit einer jährlichen Stromproduktion von 107 GWh. Die installierte Leistung aller Trinkwasserkraftwerke in der Schweiz dürfte bei 15 - 20 MW liegen.

#### 4.1.4 Organisation der Wasserversorgungen

In der Schweiz gibt es rund 3'000 Wasserversorgungen. Die grössten 100 Wasserversorgungen mit mehr als 10'000 angeschlossenen Einwohnern decken bereits 46% des Wasserbezuges in der Schweiz ab und beanspruchen 58% des Stromverbrauches (vgl. Abbildung 24).

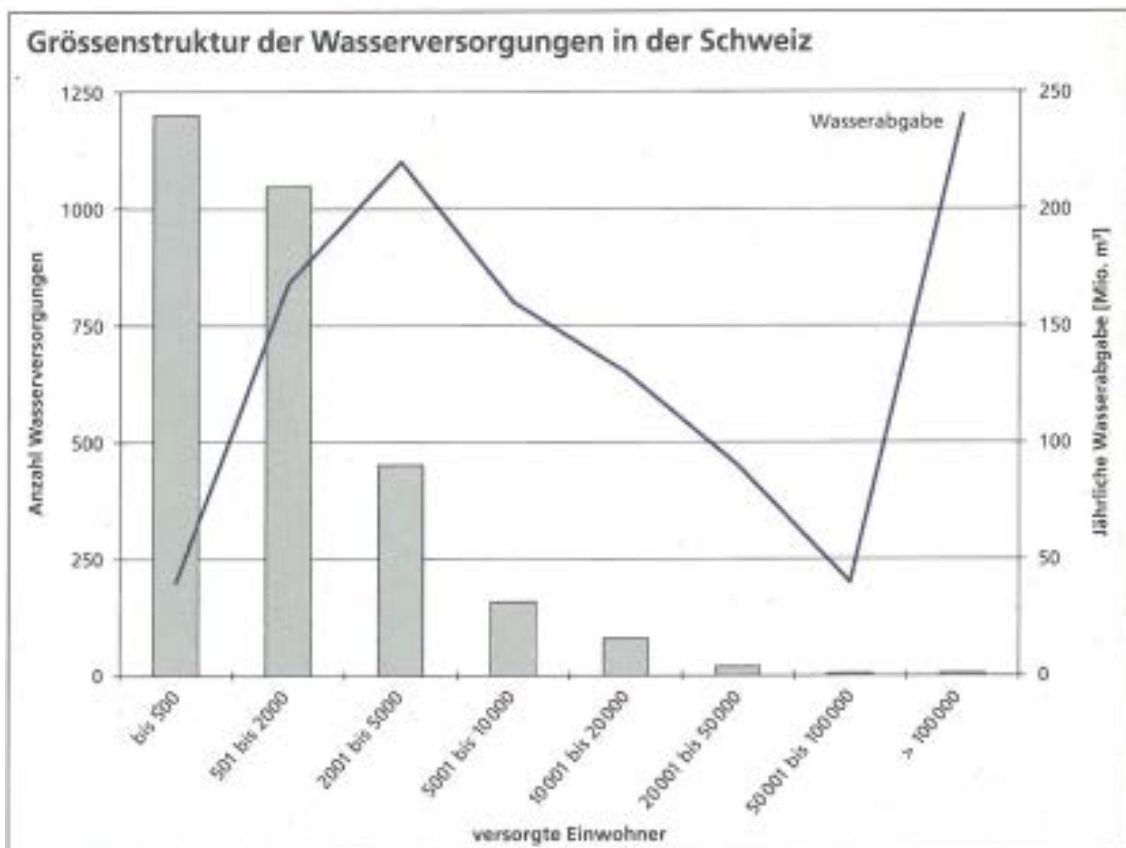


Abbildung 24: Grössenverteilung der Wasserversorgungen in der Schweiz (3)

## 4.2 Mögliche Lastverschiebung WV

### 4.2.1 Möglichkeiten der Lastverschiebung

Für Wasserversorgungen ergeben folgende Möglichkeiten zur Lastverschiebung:

Tabelle 17: Möglichkeiten Lastverschiebung WV

Netzzustand	Abhilfe-massnahme	Anforderung an WV
Leistungsdefizit im Netz	Positive Regelleistung	<b>Bezug reduzieren:</b> Einzelne Aggregate (v.a. Pumpen, Aufbereitungsanlagen, übrige Verbraucher) für eine bestimmte Zeit ausschalten (15 Min. bis $\geq 2$ h)
Leistungsdefizit im Netz	Positive Regelleistung	<b>Produktion erhöhen:</b> Bei Trinkwasserkraftwerken ist keine Erhöhung möglich, bei Notstromanlagen nur in Notfällen.
Leistungsüberschuss im Netz	Negative Regelleistung	<b>Bezug erhöhen:</b> Die Erhöhung des Strombezuges ist abhängig vom Füllstand der Reservoirs.
Leistungsüberschuss im Netz	Negative Regelleistung	<b>Produktion reduzieren:</b> Hier kann lediglich das Trinkwasserkraftwerk abgeschaltet werden, wobei die Energie nicht gespeichert werden kann und verloren geht.

## **4.2.2 Positive Regelleistung**

Wasserversorgungen können theoretisch auf zwei Arten positive Regelleistungen erbringen:

- \* Vorübergehende Reduktion des Strombezuges
- \* Erhöhung der Stromproduktion

### **4.2.2.1 Reduktion des Strombezuges**

Da bei den meisten Wasserversorgungen neben den Pumpen kaum noch relevante Stromverbraucher zu finden sind, konzentriert sich die Reduktion des Strombezuges vor allem auf die Pumpen. Dabei geht es darum den Pumpenbetrieb nach zeitlichem Bedarf abzustellen und in weniger kritischen Zeiten wieder in Betrieb zu nehmen. Dies ist in der Regel bei entsprechendem Füllstand des Reservoirs und abhängig vom Verbrauchsverlauf kurzfristig, also innerhalb 15 Minuten und über eine Zeitdauer von mindestens 2 h bis etwa 4 h möglich.

Das gleiche ist auch bei den mit Wasserversorgungen verwandten Beschneiungsanlagen möglich. In der Schweiz werden etwa 20% der Skipisten künstlich beschneit. Auf Grund des Klimawandels und höherer Temperaturen wird zukünftig wohl noch ein deutlich grösserer Anteil der Pisten auf diese Weise präpariert werden. Lokal gesehen kann der Wasserbedarf für diese Anlagen in Skigebieten bis zu 35% des gesamten Wasserverbrauchs ausmachen. Der für das Pumpen des Wassers notwendige Energiebedarf dürfte etwa proportional sein. Abgeleitet von verschiedenen Angaben aus dem Internet verbrauchen die Schweizer Beschneiungsanlagen ungefähr 60 Mio. kWh pro Jahr, also etwa einen Sechstel des Verbrauches der Wasserversorgungen. Da der Bezug auf das Winterhalbjahr fällt, in welchem die grösste Bedarfslücke bei der Stromversorgung entsteht, sind mögliche Energieeinsparungen und Lastverschiebungen bei Beschneiungsanlagen umso wichtiger.

### **4.2.2.2 Erhöhung der Stromproduktion**

Eine kurzfristige Erhöhung der Stromproduktion der Trinkwasserkraftwerke ist in den Wasserversorgungen nicht möglich, weil die zufließende Wassermenge (meist Quellwasser) nicht beeinflusst werden kann.

Einige wenige Wasserversorgungen, insbesondere solche mit einem überwiegenden Anteil an Grund- oder Oberflächenwassernutzung, verfügen über Notstromaggregate. Die in der Schweiz installierte Leistung dieser Notstromanlagen ist nicht bekannt, dürfte jedoch schätzungsweise im Bereich von 10 - 20 MW liegen. Diese Notstromaggregate können theoretisch positive Regelleistungen erbringen und innerhalb von 30 Minuten für wenige Stunden betrieben werden, wobei ein solcher Einsatz zum Lastausgleich aus gesetzlichen (Luftreinhalteverordnung) wie auch aus ökologischen und ökonomischen Gründen zur Zeit nicht möglich ist.

## **4.2.3 Negative Regelleistung**

### **4.2.3.1 Erhöhung des Strombezuges**

Eine Erhöhung des Strombezuges der Wasserversorgungen ist möglich, wenn in den Reservoirs noch genügend freies Speichervolumen zur Verfügung steht. Das Reservoirvolumen entspricht ca. einem Tagesbedarf. Wenn die Reservoirs voll sind, können die Pumpen nicht mehr eingeschaltet werden. Der Strombezug kann erhöht werden, indem die Reservoirs durch den gleichzeitigen Betrieb mehrerer Pumpen in kürzerer Zeit gefüllt werden. Eine Erhöhung der gepumpten Wassermenge ist jedoch nur möglich, sofern die Wasserbezugsquel-

len (z.B. Grundwasserfassung) ausreichend Wasser liefern können bzw. aufgrund der konzessionierten Entnahmemenge liefern dürfen.

Eine Erhöhung der Pumpentätigkeiten ist auch im Tagesverlauf möglich. Das gleiche gilt sinngemäss auch für die Beschneiungsanlagen.

In der Regel ist eine Erhöhung des Strombezuges über einen Zeitraum von 15 Minuten bis 2 h relativ problemlos möglich.

#### **4.2.3.2 Reduktion der Stromproduktion**

Als einzige Möglichkeit für die Reduktion der Stromproduktion können die gut 200 Trinkwasserkraftwerke ausgeschaltet werden. Entsprechend wird das anfallende Wasser nicht turbinert, sondern gelangt in den Verwurf oder wird über einen Bypass abgeleitet. Dies ist in der Regel für einen unbeschränkten Zeitraum möglich.

Es bestehen keine Möglichkeiten für die Zwischenspeicherung des Wassers, da Trinkwasserkraftwerke meist oberhalb der Reservoirs installiert werden. Somit führt der Verwurf des Wassers zu einem energetischen Verlust, was nicht erwünscht ist.

### **4.3 Fallbeispiele WV**

Bei der Auswahl der Fallbeispiele wurden unter anderen folgende Auswahlkriterien festgelegt:

- \* Mindestens eine kleinere Wasserversorgung mit weniger als 5'000 angeschlossenen Einwohnern.
- \* Wenn möglich eine Wasserversorgung, die zumindest einen Teil des Wasser aus einer Seewasserfassung bezieht.
- \* Tendenziell auch grössere Wasserversorgungen berücksichtigen, weil dort auch grössere Pumpen zu erwarten sind, bei denen sich ein Einsatz für eine Lastverschiebung eher lohnt.

Auf Grund dieser Kriterien und bestehender Kontakte zu Wasserversorgungen fiel die Wahl auf folgende Wasserversorgungen:

- \* WV Pieterlen: Ist eine kleine Wasserversorgung, die weniger als 5'000 Einwohner versorgt und wie viele Schweizer Wasserversorgungen über zwei Standbeine des Wasserbezugs (Grundwasser und Quellwasser) verfügt.
- \* WV Luzern bzw. Energie Wasser Luzern (ewl): Ist eine grössere Wasserversorgung mit rund 60'000 angeschlossenen Einwohnern, die über See-, Quell- und Grundwasserfassungen verfügt.
- \* WV Winterthur: Versorgt die Gemeinde Winterthur und 10 Vertragsgemeinden mit Trinkwasser (ca. 155'000 Einwohner. Sie verfügt über Quell- und Grundwasserfassungen und ein Trinkwasserkraftwerk.

Die ausgewählten Versorgungen beliefern insgesamt rund 2.8% der Schweizer Bevölkerung.

### 4.3.1 WV Pieterlen

Die Wasserversorgung (WV) Pieterlen versorgt 3800 Einwohner und verfügt über je ein Quellwasser- und Grundwasserpumpwerk (vgl. nachfolgendes Schema). Im langjährigen Mittel werden 91% des Trinkwassers vom Quellwasserpumpwerk und 9% vom Grundwasserpumpwerk bereit gestellt. Zur Abdeckung des Wasserbedarfs ist das Quellwasserpumpwerk rund 15 Stunden in Betrieb, das Grundwasserpumpwerk kommt nur in Zeiten geringer Quellschüttung zum Einsatz. Im Jahresmittel ist dies während rund 1.5 Stunden pro Tag der Fall.

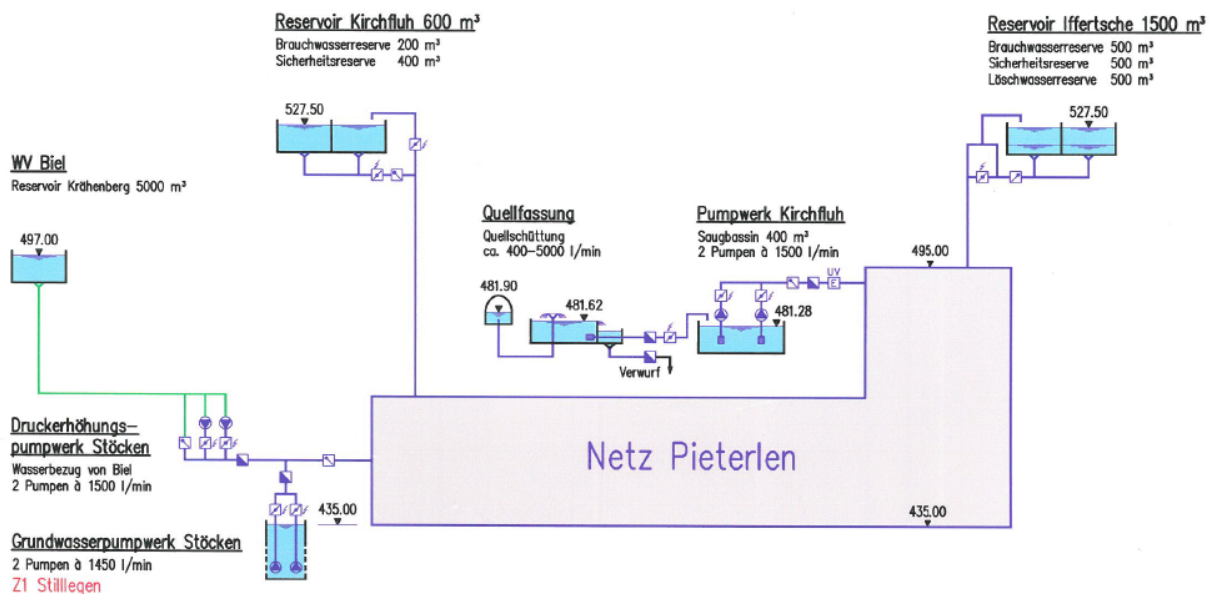
Für eine Lastverschiebung stehen die Pumpen des Quellwasserpumpwerks im Vordergrund. Es sind zwei Pumpen mit je 18.5 kW Leistung in Betrieb, die heute alternierend betrieben werden. Ein gleichzeitiger Betrieb der beiden Pumpen ist nicht möglich, da sonst Probleme mit der Wasserqualität auftreten. Das gleiche gilt für den gleichzeitigen Betrieb von Grund- und Quellwasserpumpwerk.

Somit beträgt das Potential für Lastverschiebungen der WV Pieterlen 18.5 kW, wobei es sich um ein Potential für das Zu- bzw. Wegschalten von Verbrauchern für eine Dauer von bis zu 2 Stunden handelt. Da kein Trinkwasserkraftwerk und keine Notstromanlage installiert sind, bestehen keine Möglichkeiten für Lastverschiebungen auf Produktionsseite.

## Wasserversorgung Pieterlen

## GWP 2001

## Hydraulisches Schema



**Abbildung 25:** Hydraulisches Schema der Wasserversorgung Pieterlen aus GWP 2001 (Ryser Ingenieure AG)

In der Tabelle 18 sind die Potentiale für Lastverschiebungen zusammen gestellt. Im Winter sind - auf Grund des in der Regel kleineren Wasserbedarfes - eher längere Ausschaltzeiten der Pumpen möglich (positive Regelleistung). Im Sommer können die Pumpen dank des tendenziell höheren Wasserverbrauchs länger zugeschaltet werden (negative Regelleistung).



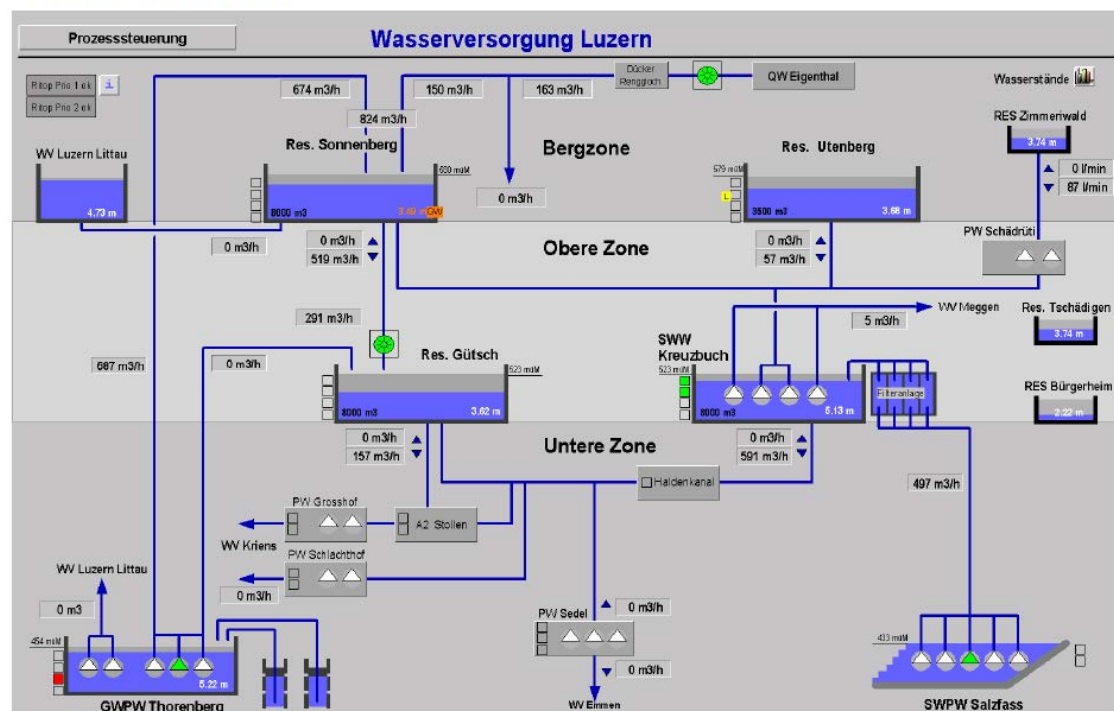
**Tabelle 18:** Übersicht des Lastverschiebungspotentials der WV Pieterlen

Ausschalt- bzw. Einschaltzeit	15 Min.	30 Min.	1 h	2 h	> 2 h
Positive Regelleistung	18.5 kW	18.5 kW	18.5 kW	18.5 kW	0 oder 18.5 kW Je nach Reservoirstand
Negative Regelleistung	18.5 kW	18.5 kW	18.5 kW	18.5 kW	0 oder 18.5 kW Je nach Reservoirstand

### 4.3.2 Energie Wasser Luzern

Nachfolgend ist das Schema der Wasserversorgung Luzern, die durch das Unternehmen Energie Wasser Luzern (ewl) betrieben wird, dargestellt (Abbildung 26).

Grundbild Wasserversorgung Luzern



**Abbildung 26:** Schema der Wasserversorgung Luzern

Die Wasserversorgung Luzern verfügt über folgende drei Wasserhauptbezugsorte, die je etwa ein Drittel des Wassers liefern:

- Quellwasserfassungen in Eigenthal
- Grundwasserpumpwerk Thorenberg
- Seewasserfassung Salzfass

Das Quellwasser fließt frei zu und muss nicht gepumpt werden. Grundwasser und Seewasser müssen mit Pumpen gefördert werden. Insgesamt sind Pumpen mit einer Nominalleistung von gut 2 MW installiert. Diese werden jedoch nie alle gleichzeitig betrieben.

Vor allem aus Gründen der Qualitätssicherung und -optimierung des Trinkwassers (Vermeidung von Problemen wie Kalkausfällungen und Verfärbungen) wird die Wasserversorgung seit 2005/2006 mit einem ganz besonderen Regime betrieben:

- \* Grundwasser (hart) und Quellwasser (weich) werden so gemischt, dass die Härte des Mischwassers immer zwischen 15 und 25 französischen Härtegraden liegt.
- \* Ausgehend vom anfallenden Quellwasser liefert das Grundwasserpumpwerk die entsprechende Ergänzungsmenge, damit die Vorgaben betreffend Härtegrade des Mischwassers im gewünschten Bereich bleiben. Entsprechend ist das Grundwasserpumpwerk kontinuierlich in Betrieb. Dadurch sind die Eingriffsmöglichkeiten für Systemdienstleistungen sehr stark eingeschränkt.
- \* Die Seewasseraufbereitung erfolgt im kontinuierlichen 24-Stunden-Betrieb. Mit dem Seewasser wird zudem wenn möglich immer etwa das gleiche Gebiet der Stadt versorgt. Es ist ein Ziel von ewl die Lage der Mischzone bzw. die Wasserhärte in den einzelnen Quartieren zu stabilisieren. Das Gebiet, das mit Seewasser und Quellwasser-/Grundwassergemisch versorgt wird, bleibt ebenfalls gleich.
- \* Die Reservoirs werden so bewirtschaftet, dass deren Wasserstand in engen Bandbreiten gehalten wird. Hier gibt es dank des geringeren Wasserverbrauches im Winterhalbjahr wohl etwas Spielraum, um das Regime etwas aufzuweichen.

Diese bewusst gewählten Randbedingungen zur Optimierung einer qualitativ hochstehenden Trinkwasserversorgung reduzieren das Potential für Lastverschiebungen massiv. Entsprechende Eingriffe würden das gewählte Versorgungsregime aus dem Gleichgewicht bringen.

Wir schätzen, dass das Potential für Lastverschiebungen etwa die Hälfte der installierten Leistung beträgt, also ca. 1 MW.

Aus Sicht von ewl besteht vor allem ein Potential für Lastverschiebungen wenn es gelingt, die Reservoirbewirtschaftung anzupassen. Die Lastverschiebungen könnten voraussichtlich für eine Dauer von 15 Minuten bis maximal 2 Stunden erbracht werden. Zeiträume von mehr als 2 Stunden sind nur bei günstigen Betriebszuständen möglich.

Ein mögliches Ziel könnte es sein, die Reservoirs so schnell wie möglich, also z.B. in 4 Stunden zu füllen. Als Hindernis steht heute das Problem der Leistungskosten beim gleichzeitigen Betrieb mehrerer Pumpen im Weg. Im Winter verhält sich das System träger und robuster (geringerer Wasserverbrauch), so dass während dieser Jahreszeit bessere Voraussetzungen für eine Lastverschiebung herrschen.

Einige der Nachbarversorgungen und Kunden von ewl, z.B. die Wasserversorgungen Kriens und Adligenswil, könnten in die Überlegungen einbezogen werden.

**Tabelle 19:** Übersicht Lastverschiebungspotential ewl (Schätzung)

<i>Ausschalt- bzw. Einschaltzeit</i>	<i>15 Min.</i>	<i>30 Min.</i>	<i>1 h</i>	<i>2 h</i>	<i>&gt; 2 h</i>
<i>Positive Regelleistung</i>	<i>1'000 kW</i>	<i>1'000 kW</i>	<i>1'000 kW</i>	<i>1'000 kW</i>	<i>0 oder 1'000 kW Je nach Reservoirstand</i>
<i>Negative Regelleistung</i>	<i>1'000 kW</i>	<i>1'000 kW</i>	<i>1'000 kW</i>	<i>1'000 kW</i>	<i>0 oder 1'000 kW Je nach Reservoirstand</i>

### 4.3.3 WV Winterthur

Die Wasserversorgung Winterthur stellt für die Stadt Winterthur und 10 Vertragsgemeinden Trinkwasser zur Verfügung. Da sind Industrie und Gewerbe mit eingeschlossen, insgesamt 155'000 Einwohnerwerte. Die Herkunft des Wassers teilt sich wie folgt auf (2009):

- \* 3% Quellwasser : Transport mit natürlichem Gefälle → fast kein Strombedarf
- \* 70% Grundwasser aus Zell: Transport mit natürlichem Gefälle → fast kein Strombedarf
- \* 27% Grundwasser aus dem Einzugsgebiet der Töss

Da fast drei Viertel des gesamten Wassers mit dem natürlichen Gefälle transportiert werden kann, ist der Stromverbrauch für die Wasserversorgung Winterthur vergleichsweise klein.

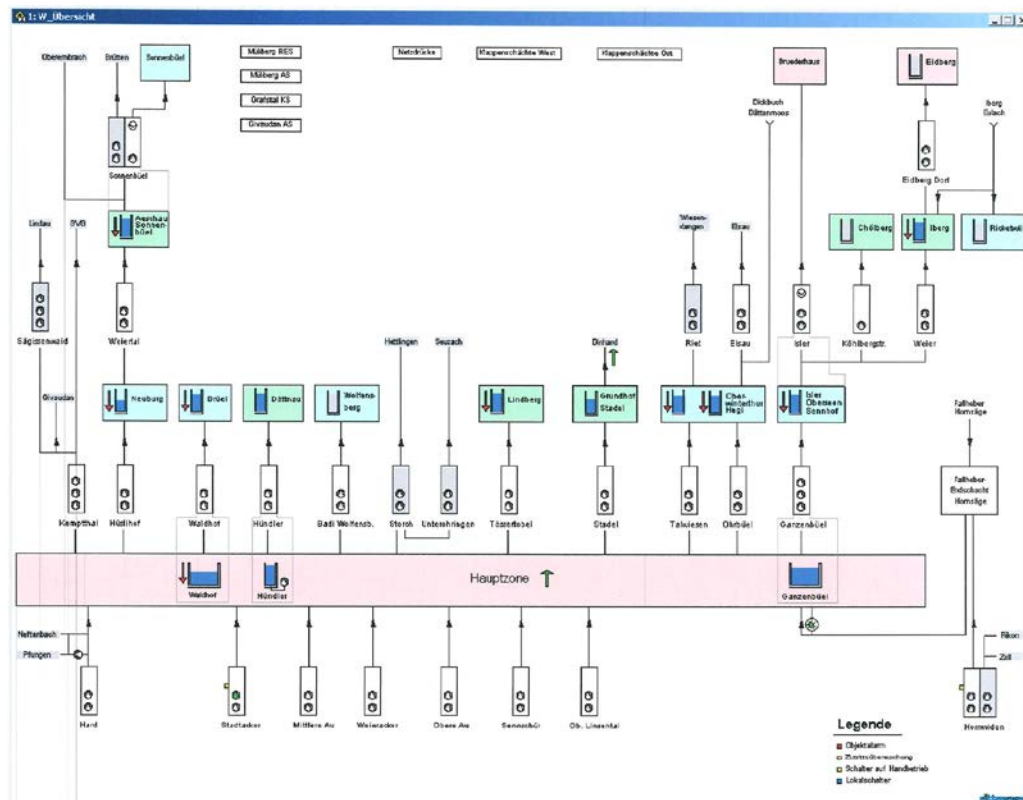


Abbildung 27: Schema der Wasserversorgung Winterthur

#### 4.3.3.1 Lastverschiebung Stromverbrauch

Für die Abschätzung des Lastverschiebungspotentials werden die 11 grössten Pumpen berücksichtigt. Diese machen 82% des gesamten Stromverbrauchs bzw. 92% der gesamten Wasserförderung aus.

Durchschnittlich sind die Pumpen etwa 5.5 Stunden pro Tag im Einsatz (vgl. Tabelle 20).

**Tabelle 20:** Wirkleistung der 11 relevanten Trinkwasserpumpen der WV Winterthur

	Betriebsstunden [h/d]	Qmax [m <sup>3</sup> /h]	Anteil Tag / Nacht [-]	Stromverbrauch [kWh/a]	Leistung [kW]
<i>Stufenpumpwerke:</i>					
a	4	700	0.01	199'224	126
b	9	400	0.01	182'748	55
c	5	690	0.04	60'752	31
d	6	400	0.04	58'776	29
<i>Grundwasserpumpwerke:</i>					
e	0.8	320	0.31	186'170	665
f	19	90	1.17	184'988	27
g	2	600	0.09	150'480	188
h	3	340	0.11	115'614	119
i	3	360	0.05	106'912	88
j	5	700		23'689	13
k	3	340	0.06	83'586	84
TOTAL zurückgehaltene Leistung [kW]:					1425

Durch das Ausschalten der wichtigsten Stromverbraucher können in Winterthur 1.2 MW Leistung zurückgehalten werden. Zu beachten ist, dass die Wasserversorgung wegen sehr guter Grundwasserqualität ohne jegliche Trinkwasseraufbereitung und damit ohne zusätzliche relevante Stromverbraucher auskommt.

Winterthur verfügt über ein Notfallpumpwerk (Hard), welches jeweils montags und freitags eine halbe Stunde auf seine Funktionalität überprüft wird (Abbildung 28). Diese Überprüfung ist zeitlich flexibel und kann ohne Probleme bei Stromüberschuss im Netz durchgeführt werden. Die installierte Leistung ist 460 kW.

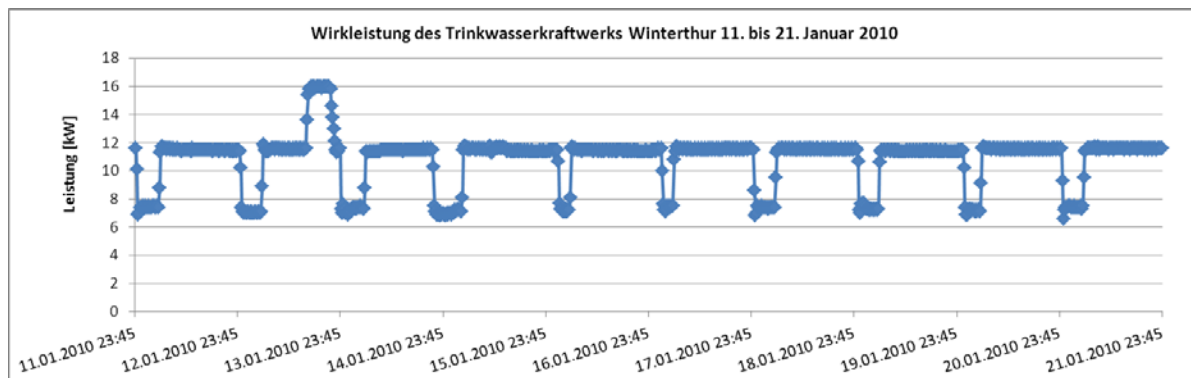


**Abbildung 28:** Notfallpumpwerk Hard mit 460 kW Leistung

#### 4.3.3.2 Verschiebung Stromproduktion

Ein kleines Trinkwasserkraftwerk mit einer Turbine nutzt etwa 70% des Wassers, welches in das dazugehörige Reservoir geliefert wird. Die geodätische Höhe beträgt 9.8 m. Das Wasser stammt aus einer Fassung, wo das Wasser ziemlich konstant anfällt und ohne Stromaufwand (mit dem natürlichen Gefälle) nach Winterthur geliefert wird. Die Wirkleistung der Tur-

bine pendelt zwischen 7 und 12 kW (siehe Abbildung 29). Die installierte Nennleistung liegt bei **13 kW**.



**Abbildung 29:** Wirkleistung des Trinkwasserkraftwerks Winterthur 2010

Das Potential zur Lastverschiebung hat – anders als bei den ARA – keine saisonalen Einschränkungen bzw. Wetterabhängigkeiten (Regenwetter).

Das Potential zur Lastverschiebung bei der WV Winterthur beträgt ca:

Verschiebung 15 Min: 1.2 MW

Verschiebung 30 Min: 0.8 MW

Verschiebung 1h: 0.5 MW

Verschiebung 2h: 0.3 MW

## 4.4 Betriebliche Bedingungen WV

### 4.4.1 Sicht der WV-Betreiber

Für die Betreiber von Wasserversorgungen steht die Lieferung von ausreichend Trinkwasser von guter Qualität an ihre Kunden im Vordergrund. Werden durch die Wasserversorgungen weitere Ziele wie z.B. die Erbringung von Systemdienstleistungen verfolgt, kann das unter Umständen die Erfüllung der Hauptziele erschweren oder beeinträchtigen.

Lastverschiebungen beschränken sich bei den meisten Wasserversorgungen auf den Bereich der Pumpen. In der Regel können diese Lastverschiebungen während einem Zeitraum von 15 Minuten bis maximal 2 Stunden erbracht werden, während die Möglichkeiten für längere Zeiten stark abnehmen. Die Verfügbarkeit hängt vom Betriebsregime bzw. vom Füllstand der Reservoirs ab. Bei bereits gefüllten Reservoirs ist eine Lastverschiebung nicht mehr möglich. Dies schränkt eine jederzeitige Erbringung von Systemdienstleistungen ein, zumal heute für die Tertiärregelung mindestens 5 MW während mindestens 4 Stunden gefordert werden. Dies dürfte nur bei den grössten schweizerischen Wasserversorgungen möglich sein.

### 4.4.2 Sicht der Autoren

Das Hauptpotential der Lastverschiebung liegt bei den Wasserversorgungen beim Zuschalten und Abschalten von Pumpen. Ein Ausschalten der Trinkwasserkraftwerke macht energetisch keinen Sinn.

Wie in den Fallbeispielen aufgezeigt, wird das Potential der Lastverschiebung einerseits durch wirtschaftliche Kriterien und andererseits bei gewissen Anlagen auch durch die Prio-

täten der Wasserversorgungen in Bezug auf Versorgungssicherheit und Optimierung der Wasserqualität im Vordergrund eingeschränkt.

Diese Prioritäten sollen aber kein Hindernis darstellen, bei den einzelnen Wasserversorgungen die Möglichkeiten einer Lastverschiebung zunächst vorbehaltlos zu untersuchen. Bei Zielkonflikten ist es heute aber kaum denkbar, dass Massnahmen zur Lastverschiebung - selbst wenn diese einen finanziellen Gewinn abwerfen sollten – zu Lasten von Versorgungssicherheit und Wasserqualität realisiert werden. Sicherlich kann bei entsprechender Vergütung die Lastverschiebung auch bei den Wasserversorgungen an Interesse gewinnen.

#### **4.4.3 Weitere geprüfte Ansätze für SDL bei WV**

Nur wenige Wasserversorgungen verfügen über Notstromaggregate, welche zudem für die Verschiebung der Produktion ungeeignet sind.

Auch Beschneiungsanlagen, die mit Wasserversorgungen vergleichbare Strukturen aufweisen (Pumpen, Wasserspeicher) könnten zur Lastverschiebung eingesetzt werden, jedoch nur im Winterhalbjahr. Wie gross deren Potential ist wurde nicht genauer untersucht.

# 5 Kehrichtverbrennungsanlagen

## 5.1 Ausgangslage KVA

Einzelne Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) sind bereits heute als Systemdienstleister tätig und liefern dabei negative Regelleistung. Andere Anlagen liefern Fahrplanenergie, d.h. die KVA teilt dem Energieversorgungsunternehmen eine Woche im Voraus mit, wann sie wie viel Strom liefert wird.

Bei der negativen Regelleistung wird der Dampf über den Bypass geleitet, anstatt den Dampf über die Turbinierung zur Stromproduktion zu nutzen. Grundsätzlich ist also diese negative Regelleistung netztechnisch sinnvoll, energetisch hingegen nicht.

In der Schweiz gibt es 30 Kehrichtverbrennungsanlagen, welche zusammen gut 3.5 Mio. Tonnen Kehricht jährlich verbrennen. Die daraus produzierte Strommenge beträgt ca. 1.9 TWh pro Jahr, wovon 0.47 TWh für den Eigenbedarf benötigt werden.

Eine Kehrichtverbrennungsanlage hat als Aufgabe die Entsorgung oder noch besser die Verwertung des anfallenden Kehrichts. Dabei müssen behördliche Vorgaben der TVA (technischen Verordnung über Abfälle) und LRV (Luftreinhalteverordnung) eingehalten werden. Hinzu kommen - je nach Standort - noch zusätzliche Verschärfungen der schweizerischen Grenzwerte.

Der Prozess der Kehrichtverbrennung kann in folgende Teilprozesse unterteilt werden (siehe Abbildung 30):

- A) Abfallannahme und Lagerung
- B) Verbrennung
- C) Energieumwandlung
- D) Rauchgasreinigung RGR
- E) Reststoffbehandlung (Abwasserbehandlungsanlage ABA / Schlacke / Filterstäube)
- F) Nebenaggregate

A) Der angelieferte Kehricht wird in den Bunker gekippt und gelagert. Die Kapazität für die Lagerung reicht in der Regel für einige Tage aus. Ein Teil des Mülls wird mit Hilfe eines Schredders zerkleinert und mit dem Rest gemischt, um einen homogenen Brennstoff zu erhalten.

B) Mittels Kran gelangt der Abfall in den Trichter, wo er in den Feuerraum befördert wird. Dort erfolgt die eigentliche thermische Behandlung bei Temperaturen von über 1'000°C.

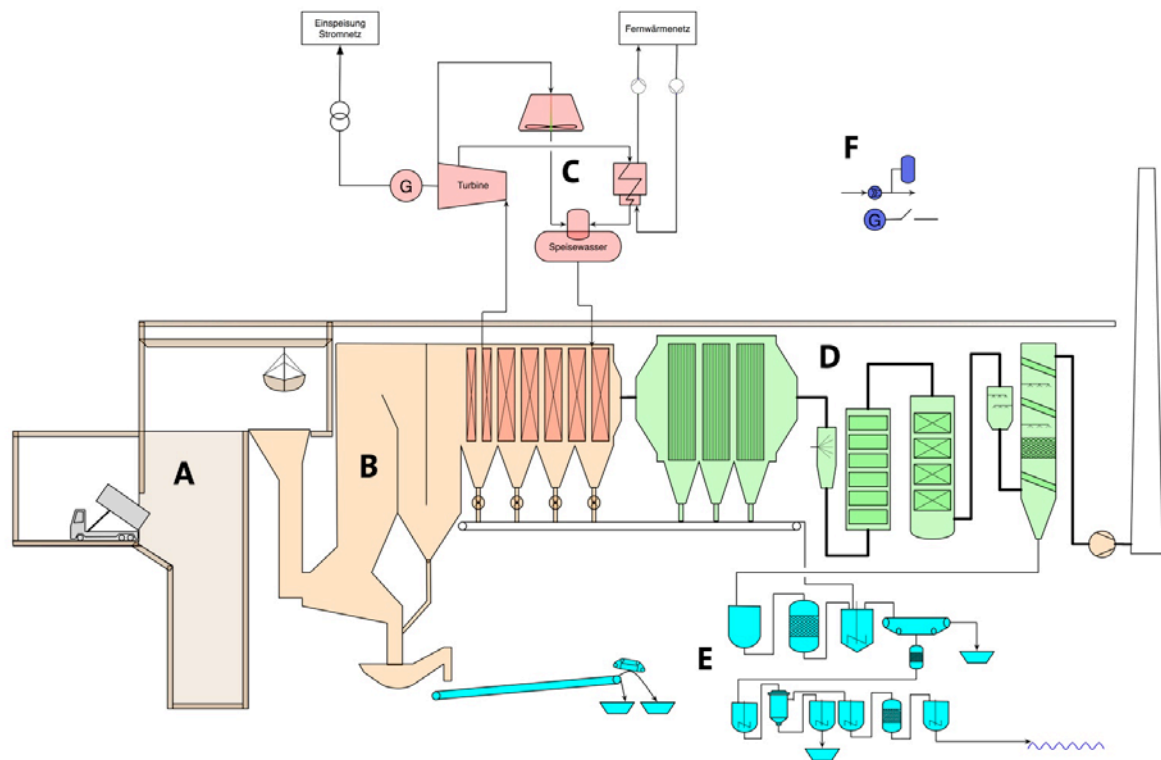
C) Zur Abkühlung der heissen Rauchgase und zur Rückgewinnung der Wärme wird Wasser im Kessel verdampft und anschliessend überhitzt. Der überhitzte Dampf (übliche Parameter 40 bar / 400°C) wird mittels einer Dampfturbine verstromt. Dabei kann auf gewissen Druckstufen der Turbine (11 bar bzw. 3 bar / 1.2 bar) Dampf entnommen werden und für interne Prozesse sowie für die Belieferung des Fernwärme- / Dampfnetzes genutzt werden.

D) Die aus dem Kessel austretenden Rauchgase werden im Elektrofilter vom Staub bis zu 99% befreit und anschliessend in die weitergehende Rauchgasreinigung (RGR) geleitet. In einem Katalysator werden die Stickoxide minimiert und in einem Gaswäscher die gasförmigen Schadstoffe und Schwermetalle entfernt.

E) Die Reststoffe (Verbrennungsrückstände, Aschen und Abwasser aus der Gasreinigung) werden neutralisiert bzw. aufbereitet.

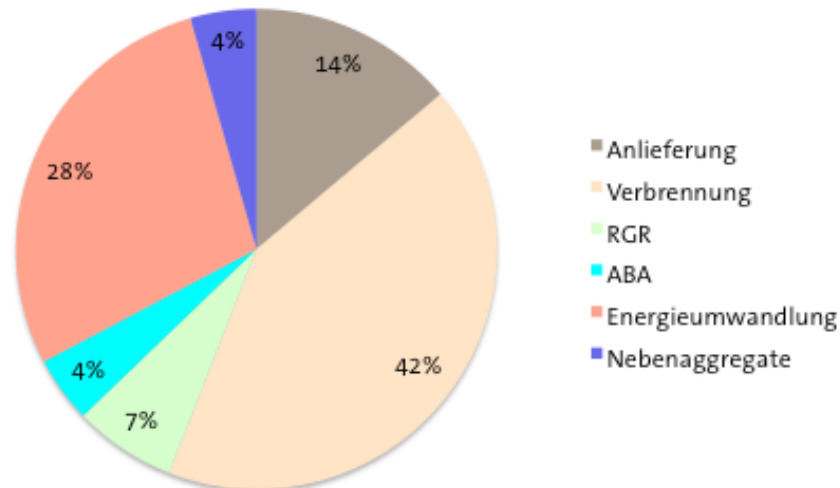
F) Unter die Nebenaggregate fallen die Druckluftherzeugung sowie der Notstromdiesel, welcher im Falle eines Ausfalls des Stromnetzes und der Dampfturbine die wichtigsten Prozesse aufrechterhält.





**Abbildung 30:** Prozesse KVA

Der Betrieb läuft kontinuierlich während 24 Stunden am Tag und 7 Tage die Woche übers ganze Jahr (mit Ausnahme der Revision von 2 - 4 Wochen). Der Betrieb einer KVA ist umso wirtschaftlicher, je besser die Anlage ausgelastet ist.



**Abbildung 31:** Prozentualer Stromverbrauch der einzelnen Prozesse einer durchschnittlichen KVA

Von den verschiedenen Stromverbrauchern laufen die Teilprozesse Verbrennung, Energieumwandlung und Rauchgasreinigung immer parallel. Sobald die Verbrennung läuft, muss also auch die Rauchgasreinigung in Betrieb sein. Die meisten KVA liefern Wärme über ein Fernwärmenetz. Um diese Lieferung sicherstellen zu können, braucht es für eine zeitliche Verschiebung der Stromproduktion entsprechende Wärmespeicher für die Fernwärme.

Die Reststoffbehandlung kann unabhängig von der Verbrennung laufen, wenn genügend Speichervolumen zur Lagerung vorhanden sind. Für eine Lastverschiebung muss berücksichtigt werden, dass dieser Prozess zum Anfahren ein bis zwei Stunden benötigt, um einen geregelten Betrieb zu erreichen.



## 5.2 Mögliche Lastverschiebung KVA

Für eine KVA bestehen verschiedene Möglichkeiten für Lastverschiebungen, insbesondere zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL).

**Tabelle 21:** Möglichkeiten Lastverschiebung KVA

Netzzustand	Abhilfe-massnahme	Anforderung an KVA
Leistungsdefizit im Netz	Positive Regelleistung	<b>Bezug reduzieren:</b> Einzelne Aggregate / Prozesse ausschalten.
Leistungsdefizit im Netz	Positive Regelleistung	<b>Produktion erhöhen:</b> Dampfturbine auf voller Leistung betreiben.
Leistungsüberschuss im Netz	Negative Regelleistung	<b>Bezug erhöhen:</b> Aggregate / Prozesse voll einsetzen.
Leistungsüberschuss im Netz	Negative Regelleistung	<b>Produktion reduzieren:</b> Stromproduktion reduzieren, indem der Dampf über den Bypass geleitet wird.

Wie in Kapitel 5.1 beschrieben, haben die meisten Prozesse auf einer KVA eine hohe Abhängigkeit und die jeweiligen Verweilzeiten pro Prozess sind kurz. Die Möglichkeit für eine KVA Verbraucher auf Termin zu- oder wegzuschalten ist also begrenzt. Dies ist umso gewichtiger als die drei voneinander abhängigen Prozesse B), C) und D) zwei Drittel des gesamten Stromverbrauches umfassen. Der grösste Beitrag der KVA als SDL liegt deshalb bei der Stromproduktion.

Die KVA werden während den Sommermonaten revidiert. Bei Anlagen mit einer Linie dauert die Revision ca. 3 Wochen, bei Anlagen mit z.B. zwei Linien je ca. 2 Wochen. Während der Revision produziert die entsprechende Linie keine Energie.

Durch die Revision wird also bereits heute bei den KVA eine saisonale Lastverschiebung erzielt, was für die Stromversorgung in der Schweiz zukünftig besonders wichtig ist. Bei KVA mit einer Linie entspricht dies einer höheren Stromproduktion von theoretisch rund 13% im Winterhalbjahr gegenüber dem Sommerhalbjahr bzw. unter Berücksichtigung der verminderten Stromproduktion durch den Fernwärmebetrieb im Winter von rund 11%. Bei Anlagen mit zwei Linien ist die Stromproduktion im Winterhalbjahr theoretisch um 8% höher als im Sommerhalbjahr und unter Berücksichtigung des Fernwärmebetriebes um 7%. Die kurzfristige Lastverschiebung ist hingegen in den drei Wochen Revision nur reduziert möglich.

## 5.3 Fallbeispiele KVA

### 5.3.1 KVA Thun

Die KVA Thun tritt bereits heute auf dem SDL-Markt auf. Dabei kann sie jeweils 5 MW negative Leistung anbieten.

Die Anlagenbetreiber haben auch schon weitere Möglichkeiten zur Erhöhung der anzubietenden Leistung angedacht. Einerseits durch Optimierung des Eigenbedarfs, durch Einbezug der Fernwärmespeicher oder durch die zusätzliche Nutzung des Notstromdiesels.

#### 5.3.1.1 Anlagenbeschreibung

Die KVA Thun ist für schweizerische Verhältnisse eine mittelgrosse Anlage, welche ca. 1/30 der schweizerischen Abfallmenge verwertet. Die Anlage läuft mehr als 8'000 h im Jahr und während 24 h pro Tag. Die KVA Thun betreibt auch eine Fernwärme.

Installierte elektrische Leistung: 12'000 kW

Max. Wärmeauskopplung: 25'000 kW

Verwertete Abfallmenge: 130'000 t/a (davon ca. 16'000 t/a entwässerter Klärschlamm)

Verfahren: Verbrennung – Energieumwandlung (Dampf 40bar, 400°C) – Rauchgasreinigung (Elektro-Filter, Rohgaskatalysator, saure und neutrale Wäsche, Gewebefilter) – Abwasserbehandlung – Eisenrückgewinnung

Stromproduktion: 80 Mio. kWh/a

Wärmenutzung: 53 Mio. kWh/a

Stromverbrauch: 13 Mio. kWh/a

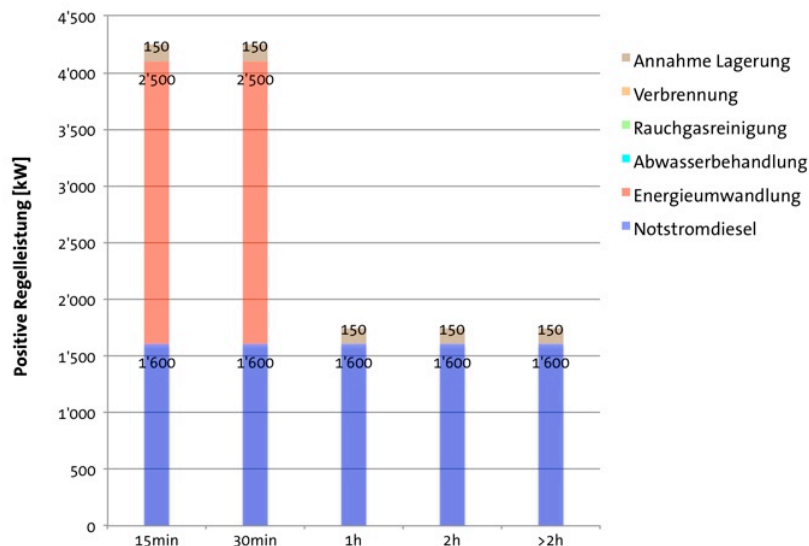
Die nachfolgende Tabelle 22 der möglichen Ein-/Ausschaltzeiten einzelner Prozesse zeigt, dass die KVA Thun hauptsächlich im Bereich der Energieumwandlung einen Beitrag für die Lastverschiebung leisten kann.

**Tabelle 22:** Ein- / Ausschaltzeiten einzelner Bereiche der KVA Thun

Ein- Ausschaltzeiten Aggregate		Winter					Sommer				
		15min	30min	1h	2h	>2h	15min	30min	1h	2h	>2h
Abfallannahme und Lagerung	Schredder										
Verbrennung											
Energieumwandlung	Turbine										
Rauchgasreinigung											
Reststoffbehandlung											
Nebenaggregate	Notstromaggregat										

#### 5.3.1.2 Positive Regelleistung

Positive Regelleistung bedeutet für eine KVA, dass sie den internen Stromverbrauch reduziert oder die Stromproduktion erhöht. In Abbildung 32 ist dargestellt, welche Bereiche wie viel positive Regelleistung anbieten können und für wie lange.



**Abbildung 32:** Positive Regelleistung KVA Thun im Winter (Tagesbetrieb)

Den grössten Beitrag zur Lastverschiebung könnte auf der Seite der Stromproduktion durch die Turbine (2,5 MW) und Notstromdiesel (1,6 MW) erbracht werden, während es auf der Verbraucherseite lediglich 0,15 MW sind.

Bei der Annahme des Abfalles ist der Schredder tagsüber immer in Betrieb. Dieser könnte, ohne den Verbrennungsbetrieb zu beeinflussen, innert kürzester Zeit während mehr als 2 Stunden ausgeschaltet werden. Dadurch würde sich der Bezug der KVA um durchschnittlich 150 kW oder 1,3 % der installierten Leistung reduzieren.

Bei der Verbrennung, der Rauchgasreinigung und Reststoffbehandlung besteht wegen der Abhängigkeiten der Prozesse keine Möglichkeit Aggregate kurzfristig ein- bzw. abzuschalten.

Die Turbine kann innerhalb von 15 Minuten heruntergefahren werden. Während dieser Zeit kann die Wärmelieferung über einen 9 MWh Fernwärmespeichers sichergestellt werden; die Turbine kann dann die gesamte gespeicherte Menge an Dampf zur Stromproduktion verwenden. Da zahlreiche Industriebetriebe mit Prozesswärme beliefert werden, liegt die Wärmeabgabe im Mittel im Sommer bei 2,5 MW. An den kältesten Tagen reicht der 9-MWh-Speicher für den Wärmebedarf von rund 30 Minuten und im Sommer für rund 2 Stunden.

Die Turbine erreicht dann eine maximale Leistung von 11.7 MW, wenn jegliche Dampflieferung an die Fernwärme geliefert wird. Ohne Wärmelieferung ergibt sich eine positive Regelleistung aus diesen 11,7 MW abzüglich der durchschnittliche Stromproduktion (= normaler Produktionsverlauf). Für die differenzierte Betrachtungsweise wurde das Produktionsprofil (und damit das Potential für positive Regelleistung) in vier Zeitabschnitte unterteilt (Sommer, Winter, Tag, Nacht). Jedem Zeitabschnitt wurde aufgrund effektiver Betriebsdaten eine mittlere Stromproduktion hinterlegt.

Wie in Tabelle 23 ersichtlich könnten im Winter durch die Turbine - also noch ohne Berücksichtigung des Notstromdiesels - bis zu knapp 2.5 MW zusätzlich Strom produziert werden und im Sommer bis zu 0.9 MW. Mit der verfügbaren Kapazität der Wärmespeicher kann diese Mehrproduktion an den kältesten Tagen nur während knapp 30 Minuten und im Sommer halbjahr während rund 2 Stunden zur Verfügung gestellt werden. Durch eine Vergrösserung der Speicher könnte eine Lastverschiebung während einer längeren Zeitdauer erbracht werden, bei gleichbleibender Leistung.

Weiter gilt es zu beachten, dass dies nur Mittelwerte sind und damit der Tagesgang der Fernwärmenachfrage nicht exakt abgebildet wird. So können Spitzenwerte bei der Fernwärme im Winter bis über 22 MW erreichen.

**Tabelle 23:** Positive Regelleistung Turbine KVA Thun in mittleren Betriebszuständen

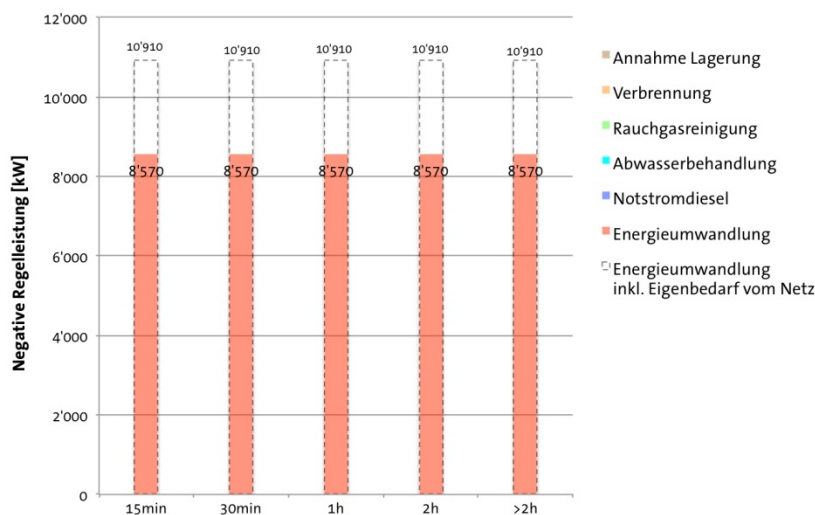
	Sommer				Winter			
	April-September				Oktober-März			
	6:00-22:00		22:00-6:00		6:00-22:00		22:00-6:00	
	Wärme Export	Stromproduktion	Wärme Export	Stromproduktion	Wärme Export	Stromproduktion	Wärme Export	Stromproduktion
Mittelwerte 2011:	2.7 MW	10.8 MW	2.4 MW	10.9 MW	10.1 MW	9.2 MW	9.3 MW	9.4 MW
Ø Potential positiv (bei max. Stromproduktion von 11.7 MW):	0 MW	+ 0.9	0 MW	+ 0.8	0 MW	+ 2.5	0 MW	+ 2.3
Dauer (bis Speicher halb leer ist bei 9 MWh Speichergrosse):		1.67 h		1.85 h		0.45 h		0.48 h

Als weitere Möglichkeit zur Lastverschiebung steht für den Inselbetrieb ein Notstromdiesel mit einer Leistung von 1.8 MW zur Verfügung. Damit könnten 1.6 MW Leistung zusätzlich als Lastverschiebung erbracht werden. Dabei stellt sich die Frage, ob die Stromerzeugung mit fossilen Energieträgern ohne Wärmenutzung ökologisch sinnvoll ist. Zudem besteht das Risiko, dass der Dieselgenerator gerade im Notfall nicht zur Verfügung steht und die Betriebskosten für die SDL hoch sind.

### 5.3.1.3 Negative Regelleistung

Negative Regelleistung bedeutet für eine KVA, sie schaltet Aggregate hinzu oder reduziert die Stromproduktion.

Eine sinnvolle Reduktion der Stromproduktion ist nur bei längerer Nachfrage von über ca. 3 Stunden machbar. In diesem Fall kann die zugeführte Abfallmenge reduziert und der Energieinhalt in Form von Kehricht gespeichert werden. Dieser Prozess braucht allerdings eine gewisse Zeit. Im anderen Fall kann die Stromproduktion zwar kurzfristig und ohne Reduktion der Abfallmenge gedrosselt werden, indem der Dampf für die Turbine über einen Bypass geleitet und rückkondensiert wird; die Energie geht dabei aber verloren.



**Abbildung 33:** Negative Regelleistung KVA Thun

Wie in Abbildung 33 ersichtlich kann der Bereich Energieumwandlung einen wesentlichen Beitrag zur negativen Regelleistung liefern, die Stromverbraucher hingegen nicht. Auch hier sind zur Ermittlung der potentiellen Leistung die Mittelwerte der jeweiligen Zeitabschnitte berücksichtigt worden.

Hierfür sind zwei Varianten möglich:

- 1) Die Produktion wird soweit reduziert, dass der Eigenbedarf noch mit genügender Sicherheit durch die eigene Turbine gedeckt werden kann. Dabei werden vom Mittelwert der produzierten Energie die 1.5- fache Menge des durchschnittlichen Eigenbedarfs abgezogen.
- 2) Die Turbine produziert keinen Strom mehr und der Eigenbedarf der Anlage muss zusätzlich vom Stromnetz bezogen werden.

Wie in Tabelle 24 ersichtlich können dadurch eine negative Regelleistung bei der ersten Variante zwischen knapp 7 MW und gut 8.5 MW bzw. zwischen 9.2 MW und knapp 11 MW bei der zweiten Variante erbracht werden.

**Tabelle 24:** Negative Regelleistung Turbine KVA Thun in mittleren Betriebszuständen

	<b>Sommer</b>		<b>Winter</b>	
	April-September		Oktober-März	
	6:00-22:00	22:00-6:00	6:00-22:00	22:00-6:00
Ø Potential negativ (Prod. - (Eigenbedarf +50%)):	8.27 MW	8.57 MW	6.95 MW	7.28 MW
Ø Potential negativ (falls Bedarf auch vom Netz):	10.76 MW	10.91 MW	9.23 MW	9.44 MW

Es gilt jedoch zu beachten, dass für die zweite Variante die Lieferbedingungen zum Bezug von Strom angepasst werden müssten. Weiter müsste geklärt werden, wie sich Schwankungen beim Eigenbedarf, welche immer wieder auftreten, auf die Regelleistung auswirken, da die Leistung des Eigenbedarfs nicht exakt der Vorgabe nachgefahren werden könnte.

#### 5.3.1.4 Weiter geprüftes Potential

Im Folgenden sind weitere Möglichkeiten zur Mehr- oder Minderabgabe von Strom beschrieben, die jedoch aus betrieblicher Sicht oder für die SDL zumindest heute ungeeignet sind:

- \* Die Verbrennung könnte kurzfristig im Überlastbetrieb gefahren werden. Bei einer thermischen Leistungszunahme von 10% könnten ca. 5 t/h zusätzlicher Dampf produziert werden, was einer Strommehrproduktion von ca. 750 kW entspricht. Die Erhöhung der maximalen Zusatzleistung dauert rund 30 Minuten, nach 15 Minuten ist die halbe Zusatzleistung erreicht. Durch den Betrieb an der Belastungsgrenze des Kessels sowie der Turbine könnten sich bei den heutigen Technologien die Anzahl Revisionen und damit die Betriebskosten erhöhen.
- \* Das Abwasser könnte gespeichert und in der ABA erst dann behandelt werden, wenn die Stromnachfrage tief ist. Die Zeit bis die Abwasserbehandlung stabil läuft liegt zwischen 2 bis 3 Stunden. Dies ist zwar nicht für kurzfristige SDL von 15 Minuten interessant, aber für mittelfristige SDL.
- \* Die Druckluft könnte in einem grossen Speicher, welcher je nach Strommenge betrieben wird, gespeichert werden. Da gemäss Betreiber die heutige Druckluftanlage bereits am Anschlag läuft, sind die Variationsmöglichkeiten eingeschränkt. Auch ist der Platzbedarf für weitere Speicher auf der KVA Thun nicht vorhanden.

## 5.3.2 KHKW Hagenholz

### 5.3.2.1 Anlagenbeschreibung

Das Kehrichtheizkraftwerk Hagenholz (KHKW) ist für schweizerische Verhältnisse eine grosse Anlage, welche ca. 1/15 der Schweizerischen Abfallmenge verwertet.

Installierte elektrische Leistung: 18'600 kW (Betrieb ca. 16.5 MW)

Max. Wärmeauskopplung: 68'000 kW (Betrieb ca. 63 bis 65 MW)

Verwertete Abfallmenge: 260'000 t/a (davon ca. 24'000 t/a entwässerter Klärschlamm)

Verfahren: Verbrennung – Energieumwandlung (Dampf 40bar, 400°C) – Rauchgasreinigung (Elektro-Filter, Rohgaskatalysator, saure und neutrale Wäsche) – Abwasserbehandlung – Eisenrückgewinnung

Stromproduktion (2011): 120 Mio. kWh/a

Wärmenutzung (2011): 400 Mio. kWh/a

Stromverbrauch (2011): 26.6 Mio. kWh/a

In der nachfolgenden Tabelle 25 mit den möglichen Ein-/Ausschaltzeiten der einzelnen Prozesse ist zu sehen, dass das KHKW Hagenholz hauptsächlich im Bereich der Energieumwandlung einen Beitrag für die Lastverschiebung leisten kann.

**Tabelle 25:** Ein- / Ausschaltzeiten einzelner Bereiche des KHKW Hagenholz

Ein- Ausschaltzeiten Aggregate		Winter					Sommer				
		15min	30min	1h	2h	>2h	15min	30min	1h	2h	>2h
Abfallannahme und Lagerung											
Verbrennung											
Energieumwandlung	Turbine										
Rauchgasreinigung											
Reststoffbehandlung											
Nebenaggregate	Dieselmotor										

### 5.3.2.2 Positive Regelleistung

Beim Kehrichtheizkraftwerk Hagenholz wurden folgende Möglichkeiten zur positiven Regelleistung untersucht, welche aber heute beim KHKW nicht umsetzbar sind:

- \* Im KHKW Hagenholz ist eine Gegendruckturbine installiert, welche im Gegensatz zu einer Kondensationsturbine bei maximalem Wärmeabsatz auch die höchste Stromproduktion aufweist. Somit würde sich durch die Nutzung von gespeicherter Wärme die Stromproduktion nicht erhöhen.
- \* Der Schredder könnte wie bei der KVA Thun flexibel eingesetzt werden. Laut Betreiber sind die Auswirkungen auf den Eigenbedarf eher gering, so dass sich dies bei heutigen Bedingungen nicht lohnt.
- \* Auf dem Areal des KHKW ist ein Notstromdiesel von 1.6 MW vorhanden. Diese Anlage wird nur für das auf dem Areal stehende Rechenzentrum des ERZ (Entsorgung & Recycling Stadt Zürich) eingesetzt. Zudem ist die Nutzung des Notstromdiesels für die Systemdienstleistung aus ökologischen Gründen nicht unbedingt sinnvoll. Das heisst, technisch wäre die Nutzung des Dieselmotors möglich, jedoch vom Betreiber nicht erwünscht.



5.3.2.3 Negative Regelleistung

Beim KHKW Hagenholz gibt es im Normalfall keine Aggregate, die nach Bedarf ein- oder ausgeschaltet werden können, und damit bei den Verbrauchern keine Möglichkeiten für negative und positive Regelleistungen.

Bei der Reduktion der Stromproduktion kann - wie bei der KVA Thun - die Turbine mittels Bypass umfahren werden. Die Energie würde beim KHKW Hagenholz ins Fernwärmenetz eingespiesen, sofern Bedarf vorhanden ist, oder über den LuKo vernichtet werden. Bei längerer Nachfrage (>3 Stunden) könnte die Verbrennungskapazität durch Verminderung bzw. Speicherung der Abfallmenge reduziert werden. Da aber das KHKW Hagenholz voll ausgelastet ist, könnte die überschüssige Kehrlichtmenge nur schwer genutzt werden.

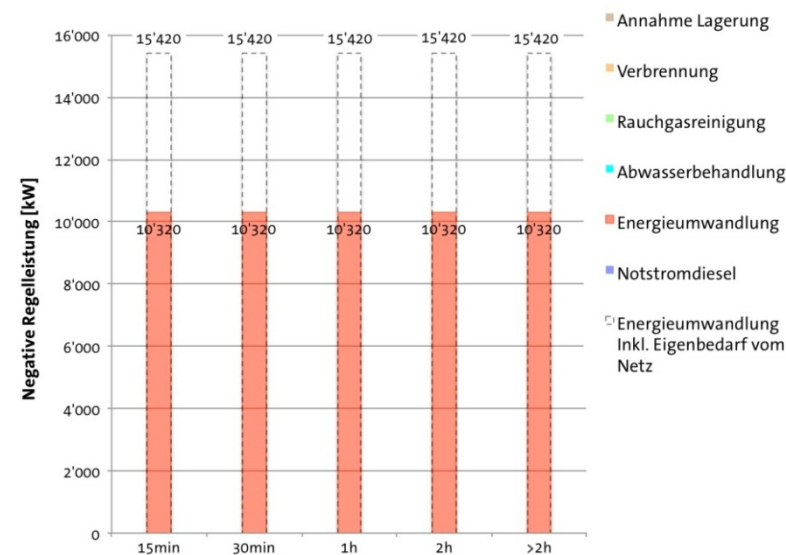


Abbildung 34: Negative Regelleistung KHKW Hagenholz (bei Normalbetrieb mit 2 Linien)

Abbildung 34 zeigt die negative Regelleistung, welche das KHKW Hagenholz ab 15 bis über 120 Minuten bereitstellen könnte. Die gestrichelte Linie entspricht der Leistung, wenn das KHKW die Stromproduktion ganz herunter fährt und den Eigenbedarf von extern bezieht. Dabei sind dieselben zwei Varianten wie bei der KVA Thun denkbar (Reduktion bis auf Eigenbedarf und Eigenbedarf ebenfalls vom Netz beziehen). Bei der ersten Variante ist eine negative Regelleistung im Winter von bis zu 10 MW und bei der zweiten Variante bis zu 15 MW möglich, im Sommer von 7 bis 12 MW.

Tabelle 26: Negative Regelleistung Turbine KHKW Hagenholz in mittleren Betriebszuständen

	7.1 MW
alls Bedarf auch vom Netz):	12.2 MW

Auch hier gilt es zu beachten, dass für die zweite Variante die Lieferbedingungen zum Bezug von Strom heute ungünstig sind, da in der Zeit, in der das KHKW im Sinne der Netzstabilität und auf Abruf von swissgrid maximal viel Strom aus dem Netz abzieht, hohe Leistungsspitzen verrechnet werden. Ebenfalls stellt sich die Frage, ob Leistungsschwankungen beim Bezug aus dem Netz ein Problem für die Lastverschiebung darstellen.

## 5.4 Betriebliche Bedingungen KVA

### 5.4.1 Sicht der KVA-Betreiber

Die Hauptaufgabe einer Kehrichtverbrennungsanlage ist die zuverlässige Entsorgung des Abfalls. Dafür müssen die vorgegebenen gesetzlichen Bedingungen eingehalten werden. Die Erbringung anderer Dienstleistungen wie z.B. SDL dürfen daher die Verbrennung inkl. aller nachfolgenden Prozesse nicht beeinträchtigen. Da der Prozess der Verbrennung wie auch der Rauchgasreinigung relativ heikel ist, sollten kurzfristige Schwankungen im Prozess vermieden werden. Daher liegt die Bereitschaft der Betreiber sich bei der Tertiärregelung zu beteiligen vor allem im Bereich der negativen Regelleistung mittels Dampfturbine.

Für die KVA Thun ist es fraglich, ob sich heute grosse Investitionen (z.B. für den Ausbau der Speichersysteme) rein für die SDL langfristig lohnen, da immer mehr Anlagen an diesem Markt teilnehmen.

### 5.4.2 Sicht der Experten

Die Hauptprozesse (Feuerung, Rauchgasreinigung und Energieumwandlung) in einer KVA laufen meist im Dauerbetrieb und sind direkt voneinander abhängig. Die restlichen Prozesse laufen oft nicht kontinuierlich. Der Einsatz ist selten auf 24 Stunden vorhersehbar und eignet sich daher weniger für die SDL.

Das Potential der KVA zur Lastverschiebung ist beträchtlich, wobei es für die negative Regelleistung deutlich grösser ist als für die positive Regelleistung. Bei der negativen Regelleistung dominiert die Verminderung der Stromproduktion. Diese ist allerdings nur sinnvoll, wenn die Nachfrage nicht kurzfristig anfällt, sondern über mehr als 3 Stunden. Erst dann kann auch die Abfallmenge gesenkt und die Energie im Kehricht gespeichert werden. Ohne Abfallreduktion müsste hingegen die Energie - sofern keine Speichersysteme vorhanden sind - ungenutzt an die Umgebung abgegeben werden. Die Anpassungen bei der Stromproduktion würden jedoch bedeuten, dass die Anlagen durch die thermischen Leistungsschwankungen stärker beansprucht würden. Ob daraus das Risiko von zusätzlichen Revisionen steigt und sich dies wirtschaftlich rechnet, müsste abgeklärt werden. Solange eine Anlage schon vom Abfallaufkommen her meistens zu 100% ausgelastet ist, ist es ohnehin kaum möglich, Leistungsschwankungen einzuplanen.

Nicht alle Anlagen sind heute in der Lage die Stromproduktion mittels Bypass auf eine vorgegebene Menge zu reduzieren, da entweder die Kühlleistung für den verworfenen Dampf zu gering oder die Steuerung dafür nicht ausgelegt ist.

Praktisch sämtliche relevanten Stromverbraucher sind bei KVA in kontinuierlichen Prozessen eingesetzt und eine Abschaltung zugunsten einer positiven Regelleistung würde zu Fehlfunktionen im Rest der Anlage führen. Damit verbleibt letztlich nur die negative Regelleistung durch die Umfahrung der Turbine als gewichtigster und wirtschaftlich nutzbarer Beitrag.

### 5.4.3 Weitere geprüfte Ansätze für SDL in KVA

Es wurde noch untersucht, ob mit weiteren Massnahmen die Möglichkeiten für zusätzliche Lastverschiebungen insbesondere in Zukunft noch erhöht werden könnten, auch wenn grössere Investitionen dafür getätigt werden müssen. In den folgenden Punkten sind die Überlegungen dazu dargestellt.

#### 5.4.3.1 Zusätzliche Reservelinie für einen flexiblen Betrieb

Die KVA sind heute gut ausgelastet, weshalb Lastverschiebungen insbesondere zur positiven Regelleistung beschränkt sind. Es darf aber davon ausgegangen werden, dass bis im Jahre 2050 alle Anlagen neu gebaut oder zumindest massiv erneuert werden. In diesem Zusammenhang kann auch geprüft werden, ob die Anlagen zugunsten einer Lastverschie-



bung grösser ausgelegt werden als dem Bedarf alleine für die Abfallentsorgung entspricht. Das gleiche Phänomen tritt auch auf, wenn die gelieferte Kehrrichtmenge bei den KVA in der Schweiz sinkt, sei dies durch die Verringerung der anfallenden Abfallmenge oder durch die Erhöhung der Recyclingquoten.

1. Die Erhöhung der Kapazität führt dazu, dass längerfristige Lastverschiebungen möglich sind bis hin zu saisonalen Verschiebungen, welche in der zukünftigen Energiepolitik von essentieller Bedeutung sein werden. Dabei stellt sich natürlich die Frage der Kosten im Vergleich zum Nutzen.

2. Die kurzfristige Erhöhung der Stromproduktion innerhalb von wenigen Minuten kann bei einer KVA beim heutigen Wissensstand wohl auch bei den zukünftigen Technologien kaum so dynamisch variiert werden, wie dies für die kurzfristigen SDL innerhalb von 15 Minuten erwünscht wäre. Ausserdem kann das Variieren der thermischen Belastung die Lebensdauer der Anlage reduzieren.

#### **5.4.3.2 Leistungserhöhung der Feuerung durch Wirkungsgradverbesserung**

Weiter wäre es möglich, die Leistung der Kessel mit neuartigen Verfahren zu erhöhen (z.B. Syncom-Verfahren der Martin GmbH mit O<sub>2</sub>-Anreicherung in der Verbrennungsluft). Diese Verfahren würden generell die elektrische Leistung auf den KVA erhöhen und auch die Leistung für negative Lastverschiebungen steigern.

Um die Grössenordnungen von dieser Entwicklung darzustellen, werden folgende Vergleiche gemacht. Im Mittel liegt heute der elektrische Wirkungsgrad der KVA in der Schweiz bei 16%. Wird dieser Mittelwert z.B. bis 2030 auf heutige gute Werte von 23% oder bis 2050 zukünftig auf z.B. 27-28% gesteigert, so erhöht sich dementsprechend auch die mögliche Leistung einer negativen Lastverschiebung noch deutlich. Wir gehen davon aus, dass dann die heutigen Bezüger von Fernwärme weiter versorgt werden können, da der spezifische Wärmebedarf insbesondere bei den Gebäuden bis 2030 oder bis 2050 stark sinken wird.

Eine weitere Steigerung der elektrischen Wirkungsgrade ist möglich, wenn die KVA nicht mehr mit Fernwärme gekoppelt, sondern in weiter Zukunft mit anderen Energieträgern betrieben werden. Heute erreichen Versuchsanlagen, die auf maximale Stromproduktion ausgerichtet sind, rund 30% elektrische Nettowirkungsgrade. Diese Versuchsanlagen sind heute für den breiten Einsatz noch nicht geeignet. Wenn sich diese Versuchsanlagen aber weiterentwickeln, so könnte die mögliche Leistung zur negativen Lastverschiebung nochmals erhöht werden.

#### **5.4.3.3 Zusätzliche Verstromung von Abwärme in ORC-Modulen**

Es gibt Projektideen, um überschüssigen Strom aus dem Netz zur Aufwärmung von Wasser in einem Speichertank zu nutzen. Damit kann einerseits zu bestimmten Zeiten dem Netz Strom entzogen und bei erhöhter Stromnachfrage z.B. über ein ORC-Modul (oder indirekt durch Dampfeinsparungen im KHKW-Betrieb) wieder zurückgespiessen werden. Obwohl ein Fernwärmespeicher auf dem Areal Hagenholz in Diskussion ist, wird diese Art der Bewirtschaftung momentan nicht vorgesehen. Ein Pilotprojekt im HKW Aubugg wurde sistiert.

#### **5.4.3.4 Reduktion des Eigenbedarfs**

Die Reduzierung des Eigenbedarfs der KVA ist sinnvoll und erwünscht. Diese Massnahmen können aber keinen interessanten Beitrag für die SDL liefern, da sie eine generelle und nicht eine zeitlich variable Reduktion der Leistung bringen.

#### **5.4.3.5 Externe Kondensatvorwärmung**

Falls es bei einer Anlage machbar ist, das Kondensat zeitweise durch Drittabwärme wieder auf Speisewassertemperatur zu bringen, ist eine erhöhte Stromproduktion möglich (1-2 MW).

## 6 Potential Lastverschiebung in der Schweiz

In diesem Kapitel wird abgeschätzt, welches Potential 2012 und 2050 in der Tertiärregelleistung sämtlicher Schweizer ARA, WV und KVA vorhanden ist.

Beim zukünftigen Potential ist zu berücksichtigen, dass bis im Jahre 2050 wohl jede heutige Anlage erneuert oder zumindest in grösseren Teilen erneuert wird und auch die Technologie bzw. Preise etc. Entwicklungen durchmachen. Das ergibt auch für die Lastverschiebung 2050 neue Möglichkeiten, auch wenn hier auf heute bekannte Technologien abgestützt wird.

### 6.1 Abwasserreinigungsanlagen ARA

#### 6.1.1 Heutiges Potential (2012)

Die Hochrechnung beruht auf den untersuchten Anlagen ARA Morgental, Birs und Thunersee und wird über die Einwohnergleichwerte (= Anzahl Einwohner + Abwasserlieferung aus Gewerbe/Industrie umgerechnet auf äquivalente Einwohner) auf die Schweiz mit 12.6 Mio. EW hochgerechnet [4]. Die Potentiale berücksichtigen nur ARA mit mehr als 5'000 EW.

Die Abschätzung wird wie schon erwähnt für Trockenwetter gemacht. Bei Regenwetter ist es in keinem Fall möglich die Hebewerke auszuschalten, auch die biologische Stufe muss so funktionieren können, wie es betriebstechnisch erforderlich ist. Nur die Schlammbehandlung und die Stromproduktion könnte eventuell für kurze Zeit abgeschaltet werden.

Anhand des Beispiels mit den Werten aus Tabelle 4 soll hier die Berechnungsgrundlage wiedergegeben werden.

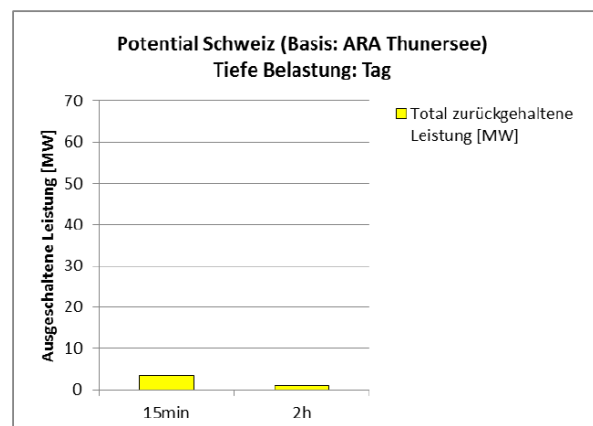
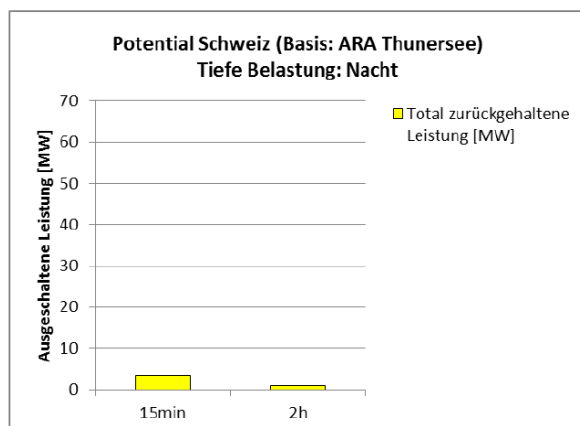
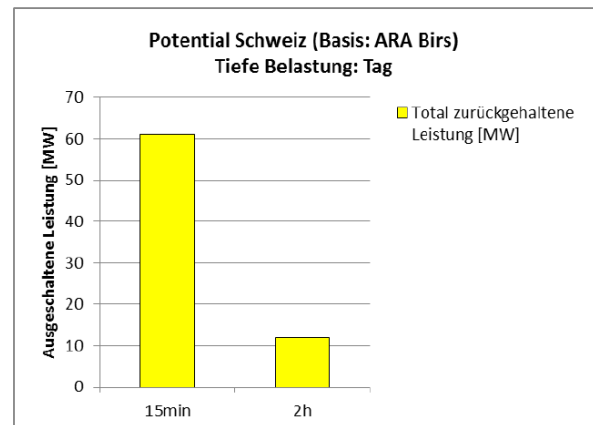
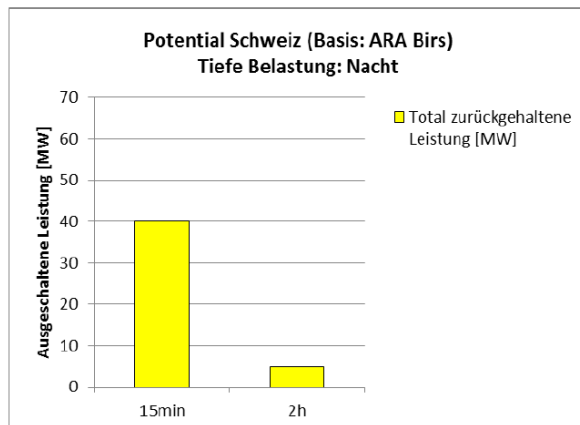
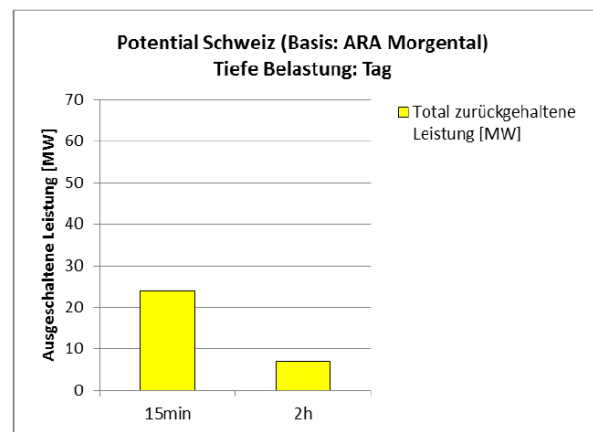
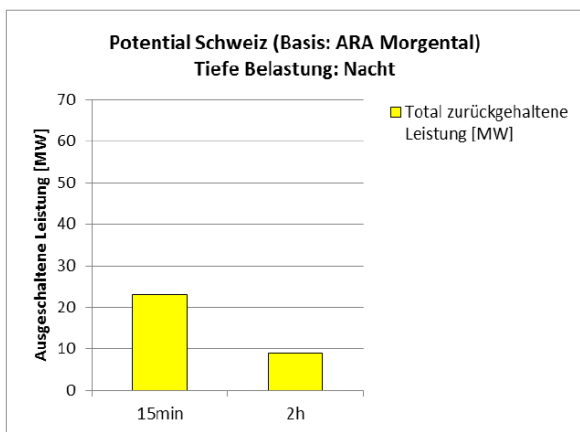
##### 6.1.1.1 Positive Regelleistung – Reduzieren des Bezugs

Für die 15 Minuten Einsparung bei der ARA Morgental in der Nacht (Tabelle 27) wurden die Anzahl kW (83 kW) durch die Anzahl EW (46'000) der ARA Morgental geteilt und mit der Summe der EW (12'593'000) aller ARA in der Schweiz 2011 [4] multipliziert ( $23 \text{ MW} = 83 \text{ kW} / 46'000 \text{ EW} * 12'593'000 \text{ EW} / 1000$ ).

**Tabelle 27:** Reduzierte Leistung auf den Schweizer ARA bei der Minimierung des Strombezugs (positive Regelleistung). Bei tiefer (Nacht) und hoher Belastung (Tag). Hochrechnung auf Basis der Ergebnisse der drei Fallbeispiele ARA Morgental, Birs und Thunersee.

Basis: Morgental	Nacht		Tag	
	15min	2h	15min	2h
<b>Total zurückgehaltene Leistung [MW]</b>	<b>23</b>	<b>9</b>	<b>24</b>	<b>7</b>
Basis: Birs	Nacht		Tag	
	15min	2h	15min	2h
<b>Total zurückgehaltene Leistung [MW]</b>	<b>40</b>	<b>5</b>	<b>61</b>	<b>12</b>
Basis: Thunersee	Nacht		Tag	
	15min	2h	15min	2h
<b>Total zurückgehaltene Leistung [MW]</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>1</b>

Gemäss der Hochrechnung aufgrund der drei Anlagen können auf allen Schweizer ARA über 5'000 EW zusammen in der Nacht 3 bis 40 MW für 15 Minuten bzw. 1 bis 9 MW für zwei Stunden zurückgehalten werden, am Tag noch mehr (siehe Abbildung 35 und Tabelle 27).



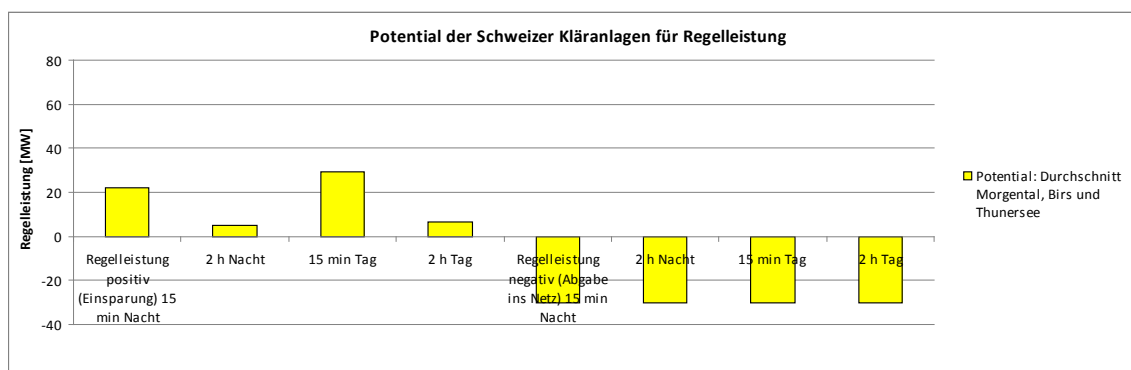
**Abbildung 35:** Eingesparte Leistung auf den Schweizer ARA bei der Minimierung des Strombezugs (positive Regelleistung). Bei tiefer (Nacht) und hoher Belastung (Tag) nach einer bestimmten Ausschaltzeit. Oben: Hochrechnung mit der ARA Morgental als Basis, Mitte Hochrechnung mit der ARA Birs als Basis, unten Hochrechnung mit der ARA Thunersee als Basis.

Da die drei Anlagen eher gross sind und grosse Anlagen einen eher kleinen spezifischen Stromverbrauch aufweisen (siehe Abbildung 11), kann es sein, dass das gesamtschweizerische Potential etwas unterschätzt wird, denn je grösser der spezifische Stromverbrauch, desto grösser auch die flexible Leistung in absoluten Zahlen. In Zukunft kann aber erwartet werden, dass immer mehr Abwasserreinigungsanlagen zusammengeschlossen werden und so die hier verwendeten Anlagen doch recht repräsentativ sind.

In Tabelle 28 und Abbildung 36 ist das Potential von Schweizer Abwasserreinigungsanlagen zur Bereitstellung von Regelleistung dargestellt. Als Berechnungsbasis wurde der Durchschnitt der ARA Birs und Morgental, Tag und Nacht angenommen; produktionsseitig wurden die Daten aus [5] verwendet.

**Tabelle 28:** Potential der Schweizer Abwasserreinigungsanlagen zur Bereitstellung von Regelleistung 2012.

Potential: Durchschnitt Morgental, Birs und Thunersee	Nacht		Tag	
	15min	2h	15min	2h
<b>Total zurückgehaltene Leistung [MW]</b>	<b>22</b>	<b>5</b>	<b>29</b>	<b>7</b>



**Abbildung 36:** Potential der Schweizer Abwasserreinigungsanlagen für Lastverschiebungen 2012

In Abbildung 36 kann das hochgerechnete theoretische Potential 2012 für die positive Regelleistung (Leistung welche nicht benötigt wird) und die negative Regelleistung (Leistungserzeugung durch WKK, wird ins Netz abgegeben) entnommen werden.

#### 6.1.1.2 Erhöhen / Reduzieren der Produktion

Gemäss [5] sind bei den WKK-Anlagen der Abwasserreinigungsanlagen in der Schweiz 30 MW elektrisch installiert. Wenn man davon ausgeht, dass die Gasometer jeweils einer halben Tagesproduktion entsprechen, kann diese Leistung während 4 Stunden zu- oder weggeschaltet werden. Die Hochrechnung auf Basis der Ergebnisse der ARA Morgental führt zu einem etwas grösseren (30 MW), diejenige auf Basis der ARA Birs zu einem etwas kleineren Potential (24 MW). Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die BHKW und Gasturbinen auf 300 ARA verteilt sind.

#### Fazit

Bei der Produktion ist die Gasometergrösse limitierend. Durch eine Erhöhung der Gasometervolumina könnten zukünftig theoretisch die geforderten 4-Stunden-Intervalle für Lastverschiebungen erreicht werden. Die Wirtschaftlichkeit ist fallweise zu prüfen. Die Nutzung einer ausreichenden Klärgasspeicherung ist auch wichtig, um im Tagesgang für den BHKW-Betrieb flexibel zu sein. Es könnte Sinn machen, die BHKW auf ARA eher nachts laufen zu lassen, da tagsüber bei zunehmenden PV-Anlagen (z.T. auch auf ARA) ein Stromüberschuss resultiert.

Das Potential zur Erbringung von Lastverschiebungen ist auf der Seite der Stromproduktion heute grösser als auf der Seite des Stromverbrauchs. Wenn man die untere Grenze der Streuung annimmt, müssen alle Abwasserreinigungsanlagen der Schweiz zusammen einen Pool bilden, um die heute verlangten 5 MW durch Reduktion des Stromverbrauchs anbieten zu können. Dies ist organisatorisch sehr aufwendig. Zudem kann es sein, dass es in einem Teil der Schweiz stark regnet und im anderen nicht und somit nur ein Teil der Schweizer Abwasserreinigungsanlagen Regelleistung zur Verfügung stellen könnten.

Produktionsseitig ist es theoretisch schon heute möglich, dass einige grosse ARA mit grossen Gasometern und die BHKW über Leistungsreserven verfügen, einen Pool bilden und Regelleistung anbieten.

## **6.1.2 Längerfristiges Potential (2050)**

### **Entwicklung Bevölkerungswachstum, Energiebedarf und Effizienz**

Das Bundesamt für Statistik rechnet in ihrem „mittleren Szenario mit etwa 9 Millionen Einwohnern im Jahr 2050 [7].

Es wird angenommen, dass die elektrischen Anlagen und Geräte effizienter werden, dass aber pro Einwohner mehr Energie für die Abwasserreinigung benötigt wird (siehe Unterkapitel Mikroverunreinigungen).

Gleichzeitig werden die ARA grösser, weshalb auch der spezifische Stromverbrauch der Abwasserreinigung in der Schweiz insgesamt abnimmt (siehe Abbildung 11).

Wenn man die oben genannten Aspekte berücksichtigt, wird vorhergesagt, dass der gesamte Strombedarf für die Abwasserreinigung und somit auch die Regelenenergie, die zur Verfügung gestellt werden kann, zunehmen wird. Der ausschlaggebendste Faktor ist die zusätzliche Behandlung von Mikroverunreinigungen.

### **Entfernung von Mikroverunreinigungen (MV)**

Ab ca. 2015 bis 2025 müssen in der Schweiz rund 100 Abwasserreinigungsanlagen Massnahmen zur Entfernung von Mikroverunreinigungen ergreifen. Der Stromverbrauch dieser erweiterten Abwasserbehandlung gegen die Mikroverunreinigungen ist im Leitfaden „Energie in ARA“ [2] noch nicht aufgeführt, es wurden jedoch bereits Studien durchgeführt [8].

Die Verfahrensoptionen werden kontinuierlich betrieben. Es ist zu beachten, dass die Behandlung der MV die letzte Reinigungsstufe vor der Einleitung ins Gewässer ist. Der Schutz muss immer gewährleistet sein.

Der Energiebedarf für die Behandlung von Mikroverunreinigungen ist abhängig vom Verfahren. Es wird angenommen, dass die Erhöhung des Energieverbrauchs in der Grössenordnung von 10 bis 20% liegt [4]. Der Energieverbrauch ist abhängig vom gewählten Verfahren, wobei verschiedene Anwendungen der Ozonierung und der Einsatz von Pulveraktivkohle im Vordergrund stehen.

Die Ozonierung ist ein kontinuierlicher Prozess. Es ist in der Nacht eine Verschiebung von höchstens einer halben Stunde zu erwarten, am Tag nur um eine Viertelstunde. Da Ozon teuer ist, wird nur so wenig wie möglich zugefügt. Dies verringert die Flexibilität des Prozesses.

Die Flexibilität des Reinigungsprozesses mit Adsorption an PAK (partikuläre Aktivkohle) ist eher grösser als die mit Ozon. Die Rezirkulationspumpen können abgeschaltet werden, den Tag durch max. 15 Minuten, in der Nacht bis zu max. 30 Minuten.

Abschliessend lässt sich sagen, dass die Behandlung von Mikroverunreinigungen das Lastverschiebepotential kaum erhöht; falls überhaupt, nur kurzzeitig (15 bis 30 Minuten).

### **Technologiesprung**

Da bis im Jahre 2050 wohl jede Schweizer ARA erneuert oder zumindest in grösseren Teilen erneuert wird und auch die Technologie bzw. Preise etc. Entwicklungen durchmachen, dürfen sich auch für die Lastverschiebung langfristig neue Möglichkeiten ergeben, welche heute noch nicht abschliessend definiert werden können.

### **Flexibilität der Infrastruktur**

Generell könnten die BHKW auf ARA besser ausgenutzt werden. Da sie selten rund um die Uhr laufen ist es denkbar, bei knappem Klärgasanfall Erdgas zu verstromen. Dies wäre eine eher kurzfristig realisierbare und allenfalls temporäre Massnahme. Zu beachten ist dabei der Wärmehaushalt, da besonders bei der Verwertung von fossilem Erdgas die Abwärme aus dem BHKW genutzt werden soll.

## Skepsis der Anlagenbetreiber

Das Selbstverständnis der Abwasserreinigungsanlagenbetreiber kann sich bis 2050 ändern. Die Bereitstellung von Energie und Strom wird immer wichtiger werden. Wenn der Strompreis steigt, dann wird es für die Abwasserreinigungsanlagenbetreiber auch interessant in den Markt der Systemdienstleistungen einzusteigen und sie werden die Opportunitätskosten (kompliziertere Regelung und Organisation) eher in Kauf nehmen als heute.

Dennoch steht in jedem Fall die zuverlässige Abwasserreinigung im Vordergrund.

## Co-Substrat

Auf verschiedenen Abwasserreinigungsanlagen (auch auf allen drei untersuchten Anlagen) wird heute schon zur Steigerung der Gasproduktion Co-Substrat in die Schlammbehandlung beigegeben. Es kann sein, dass in Zukunft noch mehr Abwasserreinigungsanlagen Co-Substrate nutzen werden. Allzu gross ist aber die Steigerung auf den ARA nicht mehr, da das verfügbare organische Material angesichts der zahlreichen realisierten und geplanten Biogasanlagen in der Schweiz beschränkt ist. Co-substrate können oftmals über mehrere Wochen gelagert werden und bilden damit einen bewirtschaftbaren Energiespeicher und erlauben weitere Lastverschiebungen.

## Potential

Das Potential der Kläranlagen in der Schweiz zur Lastverschiebung ist bei der Produktion bei der positiven und der negativen Regelleistung zwischen 15 und 20 MW, kann aber kurzfristig, also für weniger als 1 Stunde in der Praxis nicht beliebig abgerufen werden. Beim Bezug ist das Potential der positiven Regelleistung bei kurzfristigem Bedarf (15 Min.) höher (16 - 32 MW), sinkt aber bei einer Regelleistung von 2 Stunden auf ein Viertel und bei Regenwetter auf Null. Bei der negativen Regelleistung ist das Potential beim Bezug gleich Null.

Bei 1 Stunde und länger liefert die Produktionsseite also den grösseren Beitrag, bei weniger als 1 Stunde ist der Beitrag beim Bezug höher, allerdings nur bei Trockenwetter und nur bei der positiven Regelleistung.

**Tabelle 29:** Potential der Schweizer Abwasserreinigungsanlagen zur Bereitstellung von Regelleistung 2012 und 2050 (ARA über 5'000 EW).

<b>Positive Regelleistung (bei Mangel im Netz)</b>		
[MW]	<b>2012</b>	<b>2050</b>
Bezug reduzieren (2h aus) *	4 - 8 MW (0 MW *)	10 - 30 MW (0 MW *)
Produktion erhöhen (4h volle Leistung)	15 - 20 MW	20 - 50 MW
<b>TOTAL</b>	<b>19 - 28 MW (15 - 20 MW *)</b>	<b>30 - 80 MW (20 - 50 MW *)</b>
<b>Negative Regelleistung (bei Überschuss im Netz)</b>		
[MW]	<b>2012</b>	<b>2050</b>
Bezug erhöhen (2h volle Leistung)	0 MW	0 MW
Produktion reduzieren (4h aus)	15 - 20 MW	20 - 50 MW
<b>TOTAL</b>	<b>15 - 20 MW</b>	<b>20 - 50 MW</b>

\* An Regentagen sinkt bei der positiven Regelleistung das Potential beim Bezug auf Null, das Potential bei der Produktion bleibt gleich.

### 6.1.3 Abrufbarkeit der Lastverschiebungen

Neben dem eigentlichen Potential ist auch die Abrufbarkeit der Regelleistung pro Tag von Bedeutung. Nachfolgende Tabelle gibt dazu eine Abschätzung für Trockenwettertage und bestätigt zuvor gemachte Erkenntnisse:

- Bei der Reduzierung des Bezugs sind kürzere Ausschaltzeiten eher machbar als längere. Die biologischen Prozesse in einer ARA verlangen nach einer Veränderung nach einem länger wirkenden Ausgleich. Ausschaltzeiten sind nicht intervallmässig möglich.
- Die Erhöhung bzw. Reduzierung der Produktion ist für eine Regelleistung von 2 h täglich 1 - 2-mal möglich. Für Leistungen während weniger als 1 h ist kurzfristiges Ein- und Ausschaltungen der Aggregate (BHKW, Hilfsbetriebe) weniger praktikabel. Wir gehen davon aus, dass diese Grenze längerfristig durch technische Fortschritte nach unten gedrückt werden kann.
- Die Erhöhung des Bezuges ist in einer ARA nicht möglich, auch kurzzeitig nicht.

**Tabelle 30:** Potential der Schweizer Abwasserreinigungsanlagen zur Bereitstellung von Regelleistung 2012 und die Abrufbarkeit der Ereignisse (ARA über 5'000 EW).

Positive Regelleistung (bei Mangel im Netz)			
		elektrische Leistung 2012	Max. Ereignisse pro Tag
Bezug reduzieren *	15 min. aus	16 - 32 MW (0 MW *)	2 - 4 (0 *)
	1 h aus	8 - 16 MW (0 MW *)	1 - 2 (0 *)
	2 h aus	4 - 8 MW (0 MW *)	1 (0 *)
Produktion erhöhen	15 min. ein	0 MW	0
	1 h ein	15 - 20 MW	1 - 4
	2 h ein	15 - 20 MW	1 - 2
Negative Regelleistung (bei Überschuss im Netz)			
		elektrische Leistung 2012	Max. Ereignisse pro Tag
Bezug erhöhen	15 min. ein	0 MW	0
	1 h ein	0 MW	0
	2 h ein	0 MW	0
Produktion reduzieren	15 min. aus	0 MW	0
	1 h aus	15 - 20 MW	1 - 4
	2 h aus	15 - 20 MW	1 - 2

\* An Regentagen sinkt bei der positiven Regelleistung das Potential beim Bezug auf Null, das Potential bei der Produktion bleibt gleich.

### 6.1.4 Kosten der Lastverschiebung

Für die Realisierung der aufgezeigten Potenziale sind auf den Kläranlagen in der Schweiz heute (2012) in der Regel zusätzliche Installationen (BHKW-Einheiten, Gasometervolumen etc.) und damit auch Investitionen notwendig. Nur in Ausnahmefällen – und eher bei älteren Installationen – stehen heute in ARA Überkapazitäten bei BHKW und Gasometer zur Verfügung. Dies ist auch eine Folge der KEV, welche wegen dem Wegfall der Hochtarif-Niedertarif-Abhängigkeit und dem Wärmehaushalt zu tendenziell kleineren BHKW und Gasometer führte.

Die Kosten für die Bereitstellung von zusätzlichen Produktionsleistungen werden für eine Lastverschiebung von 1 MW nachfolgend unter folgenden Randbedingungen abgeschätzt:

- 1 MW Lastverschiebung erfordert Massnahmen in drei bis fünf modern ausgebauten ARA mit einer Grösse von 30'000 bis 100'000 EW.
- Als Basis gilt eine Lastverschiebung von 2h. Eine erhöhte Zeitspanne von z.B. 4h hätte höhere Gasometervolumina und damit erhöhte Investitionskosten zur Folge.

**Tab. 31:** Abschätzung der Kosten für die Erstellung von zusätzlichen Produktionsleistungen für eine Lastverschiebung von 1 MW

<b>Position</b>	<b>Fr.</b>
Erhöhung BHKW-Leistung	1.8 - 2.5 Mio
Vergrösserung Gasometer	1.0 - 1.5 Mio
Gasinstallationen	0.3 - 0.6 Mio
HLKS (Wärmespeicher)	0.8 - 1.3 Mio
EMSRL	0.7 - 2.8 Mio
<b>Total</b>	<b>4.6 - 8.7 Mio</b>

Die Investitionen für die notwendigen Installationen für die Lastverschiebung in der Höhe von 1 MW benötigen Investitionen von rund 5 - 8 Mio. Fr. Das ergibt bei einer Betriebsdauer der BHKW von z.B. 4000 Stunden pro Jahr Jahreskosten für Kapital, Unterhalt und Wartung rund 15 - 20 Rp./kWh. Werden diese zusätzlichen Installationen hingegen für eine Lastverschiebung nur während 2000 oder 1000 Stunden abgefragt, steigen die spezifischen Kosten entsprechend stark an (vgl. auch saisonale Lastverschiebung Kap. 7.1).



## 6.2 Wasserversorgungen

### 6.2.1 Heutiges Potential (2012)

#### 6.2.1.1 Positive Regelleistung

##### **Stromverbraucher:**

Ausgehend von den Untersuchungen an den drei Fallbeispielen wurde die positive Regelleistung bei den Stromverbrauchern auf die Schweiz hochgerechnet.

Wir gehen von der Annahme aus, dass eine Pumpe heute durchschnittlich 6 bis 10 Stunden pro Tag in Betrieb ist (Schätzung über Grundwasser-, Stufen- & Seewasserpumpwerke auf Grund von Erfahrungswerten) steht. Dies wird durch weitere Grobanalysen im Rahmen der Forschungsarbeit des BFE Pumpencheck bestätigt (9). Mit diesen 6 bis 10 Stunden ergibt sich ein Leistungsbezug der Wasserversorgungen zwischen 91 und 152 MW (bei Bezug zur gleichen Zeit, z.B. zu Niedertarifzeiten in der Nacht).

Sämtliches Grund- und Seewasser muss gepumpt werden, beim Quellwasser sind es etwa 25%. Es wird angenommen, dass 80% der Grund-, 50% der Quell- und 10% der Seewasserförderung zeitlich verschoben werden können, insgesamt also ca. 55% der Gesamtwasserförderung. Aufbereitungsanlagen müssen mehr oder weniger kontinuierlich betrieben werden und können keinen relevanten Beitrag zur Lastverschiebung leisten. Daraus ergibt sich ein theoretisches Potential für Lastverschiebungen von rund 50 - 85 MW. Dabei sind die Potentiale für das Zuschalten und Abschalten gleich gross.

Das obengenannte Potential steht jedoch nur zur Verfügung, wenn sämtliche knapp 5'600 Pumpen der Schweizer Wasserversorgungen berücksichtigt werden. Werden aus wirtschaftlichen Gründen nur die grösseren Wasserversorgungen eingebunden, schrumpft das Potential weiter.

In den rund 100 grössten Wasserversorgungen mit mehr als 10'000 versorgten Einwohnern stehen rund 1'400 Pumpen und etwa 50% der Leistung, bei Anlagen über 5'000 Einwohner 2'400 Pumpen und 60% der Leistung. Das Lastverschiebungspotential reduziert sich, wenn nur die rund 300 grössten Anlagen über 5'000 Einwohner berücksichtigt werden auf 30 bis 50 MW und bei den rund 100 grössten Anlagen über 10'000 Einwohner auf 25 bis 40 MW. Die letzten Zahlen dürften der Realität am nächsten kommen.

Eine Lastverschiebung ist bei den meisten Wasserversorgungen ab 15 Minuten bis etwa 2 Stunden Dauer problemlos möglich, in bestimmten Fällen auch für eine längere Zeitdauer.

Aus Sicht der Wasserversorgungen hat eine Verschiebung des Pumpbetriebes von Nacht- (heutiger Normalfall wegen Nutzung von Niedertarifstrom) zu Tagesstunden gewisse Vorteile. Dadurch verkleinert sich tendenziell das notwendige Reservoirvolumen, was zur Lastverschiebungen genutzt werden kann oder bei Erneuerungen zur Verkleinerung der Anlagen. Zudem ist ein Pumpen am Tag auf Grund des grösseren Verbrauches und damit geringerer Netzdrücke auch energetisch effizienter.

Neben der obengenannten Hochrechnung unter Berücksichtigung sämtlicher Pumpen in den Schweizer Wasserversorgungen wurde auch eine Hochrechnung ausgehend von den 3 untersuchten Fallbeispielen gemacht. Dabei wurde die verfügbare Regelleistung proportional auf die Schweizer Bevölkerung hochgerechnet (Annahme 2012: 8 Mio. Einwohner).

**Tabelle 32:** Reduzierbare Leistung auf den Schweizer Wasserversorgungen bei der Minimierung des Strombezugs (positive Regelleistung). Hochrechnung mit den Ergebnissen der Fallbeispiele Pieterlen, ewl Luzern und Winterthur als Basis.

Basis: Pieterlen (3'800 Einwohner)	Nacht		Tag	
	15min	2h	15min	2h
<b>Total reduzierte Leistung [MW]</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>39</b>
Basis: ewl Luzern (62'000 Einwohner)	Nacht		Tag	
	15min	2h	15min	2h
<b>Total reduzierte Leistung [MW]</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
Basis: Winterthur (155'000 Einwohner)	Nacht		Tag	
	15min	2h	15min	2h
<b>Total reduzierte Leistung [MW]</b>	<b>72</b>	<b>72</b>	<b>72</b>	<b>72</b>

Hochgerechnet auf die Schweiz ergibt sich bei den drei Fallbeispielen ein Potential von zwischen 39 und 129 MW, wobei der schweizerische Wert eher im unteren Bereich liegt.

#### **Stromproduktion:**

Abgeleitet von der jährlichen Stromproduktion der Trinkwasserkraftwerke von 110 GWh und unter der Annahme einer zeitlichen Verfügbarkeit der Produktionsanlagen von 90% ergibt sich ein Potential für das Abschalten der Produktion von rund 14 MW. Dies wird in den Potentialüberlegungen jedoch nicht berücksichtigt, da es zu reinen Energieverlusten führt.

#### **6.2.1.2 Negative Regelleistung**

Die negative Regelleistung bei den Stromverbrauchern ist gleich gross wie die positive Regelleistung. Bei der Stromproduktion ergibt sich keine sinnvolle Regelleistung.

#### **6.2.2 Längerfristiges Potential (2050)**

Bis 2050 sind bei den Wasserversorgungen folgende Veränderungen absehbar:

- \* Trend zur Abnahme des Wasserverbrauches pro Einwohner und gleichzeitig weitere Zunahme der Wohnbevölkerung der Schweiz.
- \* Trend zur Bildung von Wasserversorgungsverbünden und somit eine Vergrösserung der Wasserversorgungen, eine Reduktion der Anzahl Pumpen (Wegfallen von Bezugsorten) und dadurch tendenziell eine Reduktion des Stromverbrauches.
- \* Effizienzsteigerungen bei Pumpen und Motoren führen tendenziell zu einer Reduktion des Stromverbrauches.
- \* Extremere Witterungsverhältnisse auf Grund der Klimaänderung, die zu längeren Trockenzeiten und damit zu einem höheren Anteil von Grundwasser an der Trinkwasserversorgung auf Kosten des Quellwassers führt. Dies führt voraussichtlich zu einem höheren Stromverbrauch.

Die verschiedenen Trends dürften sich betreffend Stromverbrauch der Wasserversorgungen in etwa die Waagschale halten.

### 6.2.2.1 Positive Regelleistung

Wir gehen von einem gleichbleibenden Stromverbrauch der Wasserversorgungen bis 2050 aus. Eine Zunahme des Potentials für positive Regelleistungen setzt Folgendes voraus:

- Vergrößerung der Pumpmengen bei Grundwasserfassungen und dadurch Einsatz leistungsfähigerer Pumpen: Dies dürfte jedoch nur bei einer Minderheit der Fassungen möglich sein (hängt u.a. von der Grundwasserabsenkung im Brunnen, von der Ergiebigkeit des Grundwasservorkommens, der konzessionierten Entnahmemenge, der Grösse der Grundwasserschutzzonen (müssten bei Erhöhung der Pumpmengen vergrößert werden) und Klimawandel mit tendenziell längeren Phasen mit tiefen Grundwasserständen ab).
- Vergrößerung der Pumpmengen bei Seewasserfassungen: ist nur möglich, wenn gleichzeitig die Kapazität der Aufbereitungsanlagen vergrößert ist, was nur mit erheblichen Investitionen machbar ist. Eine Umsetzung scheint daher nicht realistisch.
- Vergrößerung der Reservoirs: durch die Tendenz Verbünde zu realisieren nimmt die Zahl der Reservoirs und damit voraussichtlich auch deren Volumen ab.

Aufgrund der komplexen Situation und vieler gegenläufiger Trends gehen wir vorsichtshalber von einem gleichbleibenden Potential für positive Regelleistungen aus.

### 6.2.2.2 Negative Regelleistung

Die negative Regelleistung (Bezug erhöhen) bei den Stromverbrauchern ist gleich gross wie die positive Regelleistung. Wir gehen auch hier von einem gleichbleibenden Potential aus.

Bei der Stromproduktion ergibt sich keine sinnvolle Regelleistung.

**Tabelle 33:** Potential der Schweizer Wasserversorgungen zur Bereitstellung von Regelleistung (alle Wasserversorgungen in der Schweiz berücksichtigt; Potential wird kleiner, wenn nur die grösseren Anlagen berücksichtigt werden)

Positive Regelleistung während 2 Stunden		
	2012	2050
Bezug reduzieren (2 h aus)	50 – 85 MW	50 - 85 MW
Produktion erhöhen	0 MW	0 MW
TOTAL	50 – 85 MW	50 – 85 MW
Negative Regelleistung während 2 Stunden		
	2012	2050
Bezug erhöhen (2 h volle Leistung)	50 - 85 MW	50 – 85 MW
Produktion reduzieren	0 MW	0 MW
TOTAL	50 – 85 MW	50 – 85 MW

### 6.2.3 Abrufbarkeit der Lastverschiebungen

In den Wasserversorgungen können Lastverschiebungen relativ flexibel abgerufen werden, da mit den Reservoirs entsprechende Zwischenspeicher zur Verfügung stehen, die üblicherweise etwa das Volumen für einen ganzen Tagesbedarf haben. Aufgrund der Jahreszeit und vor allem der Witterungsverhältnisse (Temperatur, Regen, etc.) kann der Tagesbedarf des Versorgungsgebietes für die nächsten zwei bis drei Tage recht zuverlässig abgeschätzt werden. Bei kleinem Bedarf (v.a. im Winterhalbjahr) sind die Reserven für Lastverschiebungen grösser, da dann bis ca. 1.5 Tagesverbräuche gespeichert werden können, ohne dass die Wasserqualität negativ beeinflusst wird. Reservoirs werden zudem heute zum Teil nicht vollständig bis zur Decke gefüllt, so dass auch diese "Reservevolumen" für die Lastverschiebung noch ausgeschöpft werden können. Unter Einsatz von Tageslastprognosen können auch die Reservoirminimalstände flexibel gehandhabt werden, so dass weitere Volumen für Lastverschiebungen genutzt werden können.

Werden alle diese Optimierungen vorgenommen, ergibt sich von 15 Min. bis zu einer Dauer von 2 h ein Potential zur Lastverschiebung von rund 50 - 85 MW. Bei einer Dauer von 2 h kann diese Leistung täglich 1 bis 2 mal abgerufen werden, bei kürzeren Zeiten können diese Leistungen entsprechend häufiger abgerufen werden.

**Tabelle 34:** Potential der Schweizer Wasserversorgungen zur Bereitstellung von Regelleistung 2012 und die Abrufbarkeit der Ereignisse (WV über 5'000 EW)

Positive Regelleistung			
		Elektrische Leistung 2012 (Ist-Zustand)	Anzahl Ereignisse pro Tag
Bezug reduzieren	15 Min. aus	50 – 85 MW (nachts)	4 – 8
	1 h aus	50 – 85 MW (nachts)	1 – 3
	2 h aus	50 – 85 MW (nachts)	1 – 2
Produktion erhöhen	15 Min. – 2 h	0	0
Negative Regelleistung			
		Elektrische Leistung 2012	Anzahl Ereignisse pro Tag
Bezug erhöhen	15 Minuten ein	50 – 85 MW	8 – 16
	1 h ein	50 – 85 MW	2 – 4
	2 h ein	50 – 85 MW	1
Produktion reduzieren (Trinkwasserkraftwerke ausschalten)	15 Min. – 2 h	14 MW	jederzeit

### 6.2.4 Kosten und Nutzen

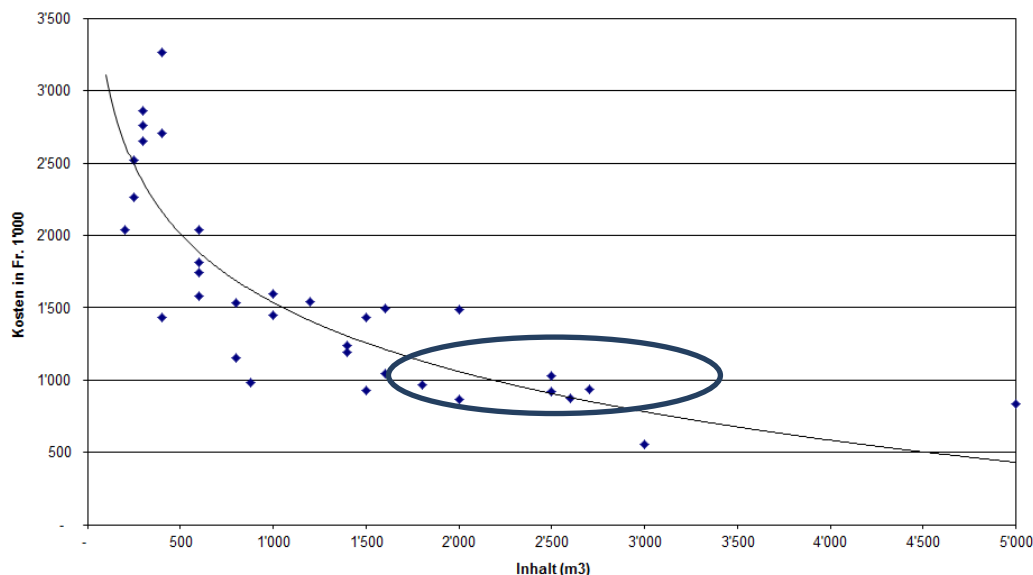
Abklärungen mit einem auf Systemdienstleistungen spezialisierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben ergeben, dass die Ansteuerung der Pumpen via Prozessleitsystem bei grösseren Wasserversorgungen bereits heute wirtschaftlich möglich ist. Bei grösseren Wasserversorgungen sind die vorhandenen Prozessleitsysteme für die Ansteuerung der Pumpen vielfach geeignet und müssen nur noch mit speziellen Steuergeräten und Software ergänzt werden. Die Investitionskosten für die Ansteuerung beläuft sich pro Pumpe auf durchschnittlich rund Fr. 3'000. Bei 5'600 Pumpen in der Schweiz, einer Abrufdauer von jährlich 500

Stunden und einer vorsichtig eingesetzten Lebensdauer von 10 Jahren ergeben sich Kosten pro 1 MW von Fr. 40 - 70. Werden nur die grösseren Wasserversorgungen betrachtet liegen die Kosten deutlich tiefer (rund 10 - 20 Fr. pro MW).

In der Regel sind auf einer Wasserversorgung also ausreichend Reserven für eine Lastverschiebung vorhanden. Reichen diese Kapazitäten in Einzelfällen für eine Lastverschiebung nicht aus, müssen die Leistungen der Pumpen und/oder die Volumen der Reservoirs vergrössert werden. Mit einer Erhöhung des Reservoirvolumens kann zwar nicht die Leistung der Lastverschiebung erhöht, aber verlängert werden. Die Kosten für diese Massnahmen sind beträchtlich, wie die nachfolgenden spezifischen Werte zeigen.

- \* Die Vergrösserung der Reservoirvolumen kostet Fr. 500 – 3'000.- / m<sup>3</sup> Nutzvolumen, bei einer Beschränkung auf die grösseren Wasserversorgungen im Schnitt noch etwa Fr. 1'000.- (vgl. nachfolgende Abbildung)
- \* Die Erhöhung der installierten Pumpenleistungen kostet etwa Fr. 1'000 – 3'000.- / kW Leistung

**Abbildung 37:** Kosten der Erhöhung der Reservoirvolumen (Quelle: Ryser Ingenieure AG)



Eine zeitliche Verschiebung des Pumpens bei üblichen Reserven von den Nacht- in die Tagesstunden ist ein Vielfaches kostengünstiger als die Vergrösserung der Reservoirvolumen oder Pumpenleistungen. Diese zeitliche Verschiebung könnte bereits mit entsprechenden Tarifierungen gefördert werden, da heute die meisten Wasserversorgungen die Zeiten von Niedertarifen zum Pumpen ausnutzen. Durch diese Massnahme über Tarifierungen entsteht ein grösserer Zeitraum zur Füllung der Reservoirs, womit grössere Volumen und damit ein grösserer zeitlicher Spielraum für Lastverschiebungen zur Verfügung stehen.

Die Machbarkeit der Erhöhung der Pumpenleistungen muss fallweise geprüft werden, damit alle Randbedingungen (Ergiebigkeit Brunnen, konzessionierte Entnahmemengen, Wasserqualität, Schutzzonengrösse usw.) berücksichtigt werden. Die Kosten sind jedoch mit rund Fr. 1'000 bis 3'000 pro kW beträchtlich.

## 6.3 Kehrlichtverbrennungsanlagen KVA

### 6.3.1 Heutiges Potential (2012)

#### 6.3.1.1 Positive Regelleistung

Sämtliche KVA in der Schweiz verfügen total über eine installierte elektrische Turbinenleistung von knapp 360 MW. Davon fallen knapp 300 MW auf Kondensationsturbinen. Die restlichen 60 MW entfallen auf Gegendruckturbinen, welche gemäss den vorhergehenden Erläuterungen an der KHKW Hagenholz keinen Beitrag zur Lastverschiebung leisten können.

Das Potential der Schweiz wurde aufgrund der Ergebnisse an der KVA Thun im Verhältnis zu den installierten Leistungen für die Kondensationsturbinen hochgerechnet. In diesen nachfolgenden Zahlen ist das Potential der Schredder noch nicht berücksichtigt.

**Tabelle 35:** Potential positive Regelleistung Schweiz (während 15 Minuten)

Summe installierte Leistung Kondensationsturbinen	298 MW			
Leistung KVA Thun	12 MW			
	Sommer		Winter	
	Tag	Nacht	Tag	Nacht
Potential KVA Thun	<b>0.9 MW</b>	<b>0.8 MW</b>	<b>2.5 MW</b>	<b>2.3 MW</b>
Hochrechnung CH	<b>23 MW</b>	<b>20 MW</b>	<b>61 MW</b>	<b>56 MW</b>

Somit erhält man ein Potential zwischen 20 MW bis 61 MW, welches innerhalb von 15 Minuten abgerufen werden kann. Wobei auch hier berücksichtigt werden muss, dass die Zeitdauer der zur Verfügung stehenden Leistungen aufgrund der vorhandenen Speicherkapazitäten für die Fernwärme abhängig ist. Am Beispiel von der KVA Thun steht diese Leistung im Winter rund eine halbe Stunde und im Sommer zwei Stunden zur Verfügung. Bei KVA mit grösseren Speicherkapazitäten ist die Zeitdauer länger.

Will man den Einsatz der Notstromaggregate zur Erbringung von SDL mitberücksichtigen, so kann man annehmen, dass ca. 60% des mittleren Eigenbedarfs von 54 MW abgedeckt ist. Damit erhält man eine Leistung von ca. 32 MW und das Potential erhöht sich auf 52 bis 93 MW. Hier stellt sich jedoch die Frage, ob Notstromaggregate aus ökologischen, ökonomischen und sicherheitstechnischen Gründen eine sinnvolle Variante für die SDL sind.

Unter Einbezug des Schredders kann das Potential um weitere 2.25 MW, welche tagsüber bereitgestellt werden können, in der Schweiz auf insgesamt 22 bis 63 MW gesteigert werden.

#### 6.3.1.2 Negative Regelleistung

Zur Abschätzung des Potentials wurde die mittlere jährliche Stromproduktion der jeweiligen Turbinen genommen, davon den 1.5 fachen mittleren Eigenbedarf abgezogen. So ergibt sich ein Potential von rund 120 MW bei den Kondensationsturbinen bzw. 17 MW bei den Gegendruckturbinen. Diese Werte wurden im Verhältnis der Potentiale der KVA Thun und des KHKW Hagenholz hochgerechnet.

Daraus ergibt sich ein Potential zwischen 133 MW bis 158 MW, das zur Bereitstellung negativer Regelleistung genutzt werden kann. Diese Leistung kann während der ganzen geforderten Zeit abgerufen werden, mit Ausnahme der Revisionen im Sommer.

**Tabelle 36:** Potential negative Regelleistung Schweiz

Summe der mittleren Leistungen Kondensationsturbine	184 MW			
Mittlere Leistungen abzüglich 1.5 x Eigenbedarf	120 MW			
Mittlere Leistung abzüglich 1.5 x Eigenbedarf KVA Thun	7.2 MW			
	Sommer		Winter	
	Tag	Nacht	Tag	Nacht
Potential KVA Thun	<b>-8.3 MW</b>	<b>-8.6 MW</b>	<b>-7.0 MW</b>	<b>-7.3 MW</b>
Hochrechnung CH	<b>-138 MW</b>	<b>-143 MW</b>	<b>-116 MW</b>	<b>-122 MW</b>

Summe der mittleren Leistungen Gegendruckturbine	33 MW			
Mittlere Leistungen abzüglich 1.5 x Eigenbedarf	17 MW			
Mittlere Leistung abzüglich 1.5 x Eigenbedarf KHKW HH	9.1 MW			
	Sommer		Winter	
	Tag	Nacht	Tag	Nacht
Potential KHKW Hagenholz	<b>-7.1 MW</b>	<b>-7.6 MW</b>	<b>-9.1 MW</b>	<b>-9.6 MW</b>
Hochrechnung CH	<b>-13 MW</b>	<b>-14 MW</b>	<b>-17 MW</b>	<b>-18 MW</b>

<b>Potential negative Regelleistung</b>	<b>-152 MW</b>	<b>-158 MW</b>	<b>-133 MW</b>	<b>-140 MW</b>
---	----------------	----------------	----------------	----------------

## 6.3.2 Längerfristiges Potential (2050)

### 6.3.2.1 Positive Regelleistung 2050

Bei der Berechnung der positiven Regelleistung kann man davon ausgehen, dass die zur Verfügung stehende Menge um den Anteil zusätzlich installierter Leistung zunimmt sowie einer angenommenen Optimierung von 10%.

Falls die Bereitstellung der Tertiärregelleistung wirtschaftlich ist, kann mit einem Zubau von Speicherkapazitäten für die Fernwärme gerechnet werden, wodurch sich die Zeitdauer der Bereitstellung erhöht.

Somit erhält man eine Leistung zwischen 26 MW und 78 MW, welche für die SDL bereitgestellt werden kann, inklusive Schredder auf 28 MW bis 80 MW.

**Tabelle 37:** Potential positive Regelleistung Schweiz 2050

Summe installierte Leistung Kondensationsturbinen	359 MW			
Leistung KVA Thun	12 MW			
	Sommer		Winter	
	Tag	Nacht	Tag	Nacht
Potential KVA Thun	<b>0.9 MW</b>	<b>0.8 MW</b>	<b>2.5 MW</b>	<b>2.3 MW</b>
Hochrechnung CH 2050	<b>31 MW</b>	<b>26 MW</b>	<b>81 MW</b>	<b>74 MW</b>



### 6.3.2.2 Negative Regelleistung 2050

Für die zukünftige Betrachtung wurde die gleiche Berechnung wie im vorherigen Kapitel angewandt. Man ging dabei aber von einer Erhöhung der Produktion von 10% und einer Verringerung des Eigenbedarfs um 15% aus. Auch wurde aufgrund der Erfahrungen und den zu erwartenden besseren Datenanalyse der Sicherheitsfaktor für den Eigenbedarf von 1.5 auf 1.4 reduziert. Die bereits heute bekannten Projekte zur Leistungssteigerung der jeweiligen Stromproduktion sind ebenfalls berücksichtigt.

Damit erhält man ein längerfristiges Potential für die negative Regelleistung zwischen 168 MW bis 202 MW.

**Tabelle 38:** Potential negative Regelleistung Schweiz 2050

Summe der mittleren Leistungen Kondensationsturbine	245 MW			
Mittlere Leistungen abzüglich 1.4 x Eigenbedarf	191 MW			
Mittlere Leistung abzüglich 1.4 x Eigenbedarf KVA Thun	8.6 MW			
	Sommer		Winter	
	Tag	Nacht	Tag	Nacht
Potential KVA Thun	-8.3 MW	-8.6 MW	-7.0 MW	-7.3 MW
Hochrechnung CH	-184 MW	-191 MW	-155 MW	-162 MW

Summe der mittleren Leistungen Gegendruckturbine	25 MW			
Mittlere Leistung abzüglich 1.4 x Eigenbedarf	17 MW			
Mittlere Leistung abzüglich 1.4 x Eigenbedarf KHKW HH	12.3 MW			
	Sommer		Winter	
	Tag	Nacht	Tag	Nacht
Potential KHKW Hagenholz	-7.1 MW	-7.6 MW	-9.1 MW	-9.6 MW
Hochrechnung CH	-10 MW	-11 MW	-13 MW	-13 MW

<b>Potential negative Regelleistung 2050</b>	<b>-194 MW</b>	<b>-202 MW</b>	<b>-168 MW</b>	<b>-176 MW</b>
--	----------------	----------------	----------------	----------------

### 6.3.3 Abrufbarkeit der Lastverschiebung

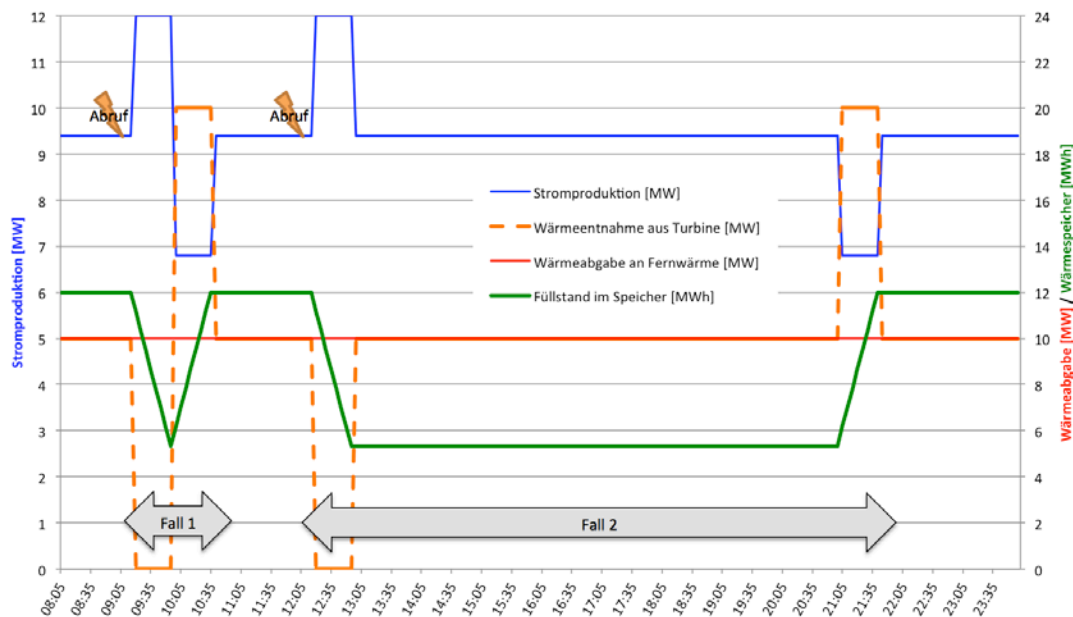
#### Negative Regelleistung:

Die negative Regelleistung kann bei KVA beliebig häufig abgerufen werden, da die "Dampfvernichtung" jederzeit möglich ist. (Es ist eine Sicherheitsanforderung, dass der Betrieb weiterlaufen kann, auch wenn die Turbine vollständig ausfällt).

#### Positive Regelleistung:

In der Praxis kann die positive Regelleistung 1-mal pro Tag abgerufen werden. Diese hängt aber von der Bewirtschaftung und den Kapazitäten der Speicher für die Fernwärme ab. Die Speicher müssen vor einem erneuten Abruf wieder gefüllt werden, wie in der nachfolgenden Abbildung 38 aufgezeigt wird. Es sind zwei Abrufe dargestellt: 9:15 - 10:00 Uhr und 12:15 - 13:00 Uhr. Im ersten Fall wird der Speicher unmittelbar nach dem Ende des Abrufs wieder gefüllt. Als negative Folge davon sinkt in dieser Phase die Stromproduktion. Daher scheint das zweite Reaktionsmuster (12:15-13:00) sinnvoller: Nach dem Abruf wird auf eine Zeit gewartet, in der der Strom wenig nachgefragt wird (oder sogar negative Regelleistung nachgefragt wird), um den Speicher zu füllen. Das geht nur, wenn der Betreiber nicht ständig einen vollen Speicher haben will (z.B. um bei einer Leckage sofort reagieren zu können).



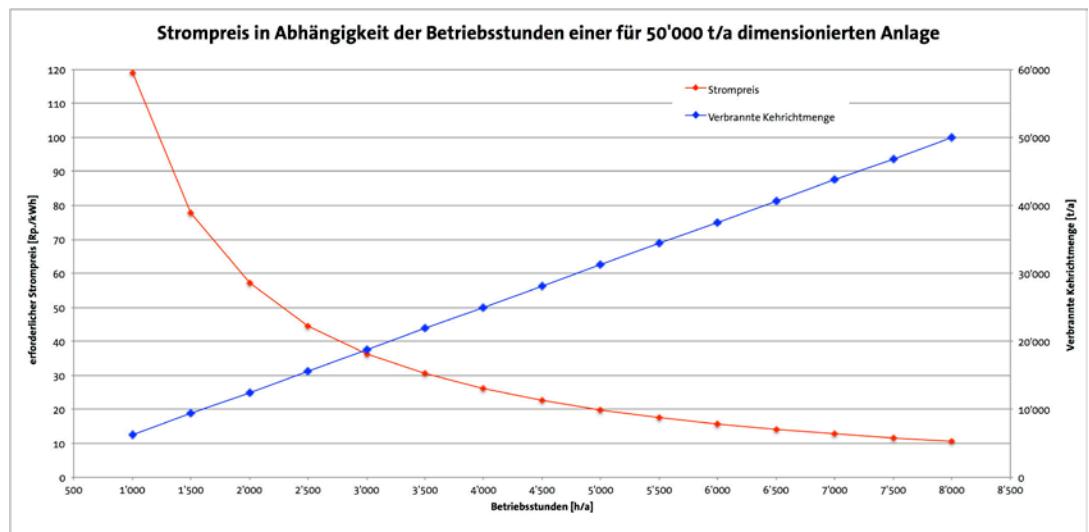


**Abbildung 38:** Speicherbewirtschaftung bei Abruf von positiver Regelenergie. Fall 1 (die sofortige Speicherladung am Ende der Ausgleichsperiode) destabilisiert das Netz durch eine Verringerung der Stromproduktion kurz nach einem Strommangel im Netz (was evtl. erneut zu Strommangel führt), Fall 2 (verzögerte Wiederaufladung der Speicher) schränkt die Häufigkeit des Abrufs bei KVA ein, da die Speicherladung abgewartet werden muss.

### 6.3.4 Kosten und Nutzen

Um einen ersten Eindruck über die Kosten von Lastverschiebungen in speziell dafür bereitgestellten Reservelinien zu erhalten, wurden Schätzungen an einer Anlage mit 50'000 t/a und einem Annahmepreis von 100 CHF/t Kehrriecht gemacht. Es wurden die Kapitalkosten für die gesamten Investitionen einer neuen Anlage sowie Wartung, Unterhalt und Betriebskosten berücksichtigt, bei einem Zins von 4% und einer Lebensdauer von 20 Jahren.

Bei einem halbjährlichen Betrieb im Winter mit 4'400 Stunden resultieren Gestehungskosten von rund 20 - 25 Rp./kWh, bei 5'500 Stunden sinkt der Preis auf 15 - 20 Rp./kWh.

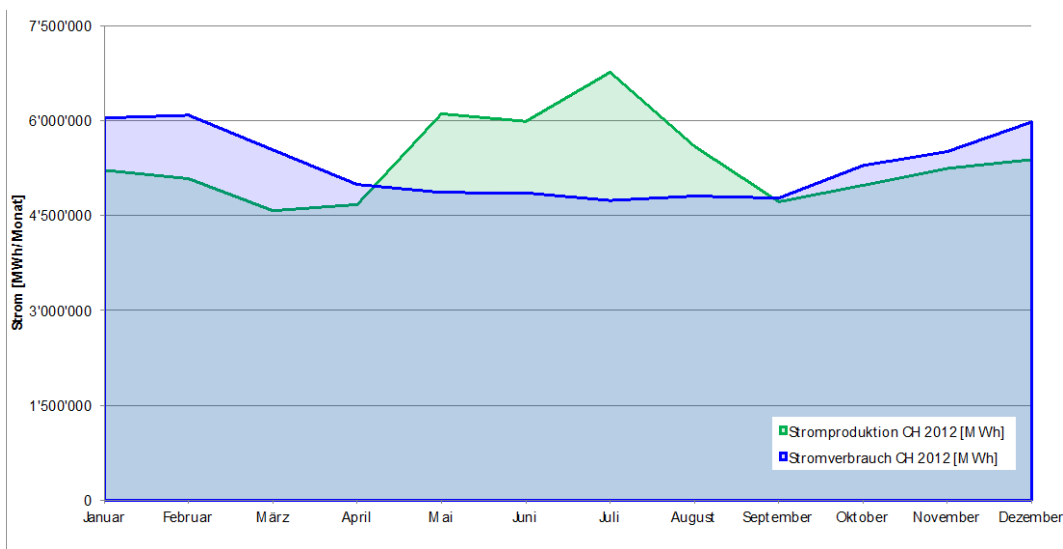


**Abbildung 39:** Strompreis in Abhängigkeit der Betriebsdauer einer zeitweise betriebenen Zusatzlinie

## 7 Saisonale Lastverschiebung

Bereits heute ist die Nachfrage in der Schweiz nach Strom im Winter deutlich höher als die Produktion, wie die nachfolgende Abbildung zeigt (blau Stromverbrauch, grün Stromproduktion in der Schweiz 2012). Im Sommer ist hingegen die Stromproduktion heute höher als der Verbrauch. Zukünftig wird die Lücke zwischen Stromangebot und Stromnachfrage im Winter eher noch steigen, insbesondere bei einem erwünschten Ausbau der Photovoltaik. Eine Verschiebung der Stromproduktion vom Sommer in den Winter oder des Stromverbrauches vom Winter in den Sommer ist deshalb erwünscht.

Bereits heute ist der Endverbrauch beim Strom in der Schweiz im Winterhalbjahr im Mittel der letzten fünf Jahre um 1,1 TWh/a höher als die Landeserzeugung, im Sommer ist hingegen die Landeserzeugung um 8,4 TWh/a höher als der Endverbrauch (BFE 2012).



**Abbildung 40:** Saisonale bedingte Stromlücke und Stromüberschuss in der Schweiz 2012 (Quelle: [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch))

Aus diesen Gründen wurden im Rahmen dieser Forschungsarbeit auch die Potentiale der saisonalen Lastverschiebungen der Infrastrukturanlagen untersucht. Dieses Kapitel beschreibt die Möglichkeiten von Infrastrukturanlagen, die Stromproduktion aus den Sommer in die Wintermonate zu verlagern. Dabei wird als Vereinfachung angenommen, dass sich die Halbjahre folgendermassen in Datumswerte übersetzen lassen:

- *Winter: 1. Oktober bis 31. März*
- *Sommer: 1. April bis 30. September*

## 7.1 Abwasserreinigungsanlagen ARA

### 7.1.1 Heutiges Potential (2012)

Mit einem innovativen Klärgasnutzungskonzept wäre eine Strategie zur saisonalen Lastverschiebung in ARA denkbar. Klärgas wird in der Schweiz bereits heute in einigen ARA zu Erdgasqualität aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist. Ein solches Konzept kann heute für grössere ARA mit einem Klärgasanfall von mehr als 500'000 – 1'000'000 m<sup>3</sup>/a wirtschaftlich betrieben werden. Bei einer Einspeisung des Klärgases ins Erdgasnetz besteht die Möglichkeit, die (oft schon vorhandenen) BHKW beizubehalten und im Winter zur Erhöhung der Stromproduktion zu betreiben. Im Sommer wird das Klärgas vollständig ins Erdgasnetz eingespiesen, die Stromproduktion fällt weg.

Bei der Einspeisung des Klärgases ins Erdgasnetz im Sommer kann die Wärmeversorgung vor allem der Faultürme z.B. mit der Abwärmenutzung aus dem Abwasser sichergestellt werden, da das Potential auf den ARA um ein Vielfaches ausreicht und sogar wirtschaftlich sein kann. Durch diese Variante erfolgt wegen dem Stromverbrauch der Abwasserwärmepumpen ein Mehrverbrauch im Sommer. Zudem ergibt die Abwasserwärmenutzung ein zusätzliches Potential zur kurzfristigen Lastverschiebung, da die Temperaturanforderungen im Faulturm einen gewissen zeitlichen Spielraum erlauben, der mit Heizwasserspeichern noch erhöht werden kann.

Mit der aufgezeigten Strategie könnte also eine saisonale Verschiebung der Stromproduktion vom Sommer in den Winter erzielt und der Stromverbrauch im Sommer erhöht werden.

Grundlage für die Ermittlung des heutigen Potentials bildet das in nachfolgender Tabelle dargestellte Fallbeispiel einer grossen ARA. Im Rahmen eines Vorprojekts wurden die Kosten mit einer Genauigkeit von +/- 20% ermittelt.

Die Hauptaussagen für die Potentialabschätzung für dieses Fallbeispiel sind folgende:

- Variante 1: Die ARA verstromt das ganze Klärgas in BHKW.  
Variante 2: Das Klärgas wird nur im Winter verstromt, während das Klärgas im Sommer aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespiesen wird.
- In Variante 2 beträgt die Brutto-Lastverschiebung vom Sommer in den Winter 2.03 GWh/a Strom. Da die Wärmepumpen zur Nutzung der Abwärme aus dem gereinigten Abwasser im Sommer Strom verbrauchen, müssen 0.5 GWh/a addiert werden. Die Netto-Lastverschiebung beträgt somit 2.53 GWh/a.
- In Variante 2 beträgt die installierte Leistung für ein BHKW 500 kW (1 Aggregat), in Variante 2 muss die doppelt Leistung zur Verfügung gestellt werden (2 Aggregate à 500 kW).
- Die Gestehungskosten für 1 kWh erneuerbaren Strom sind bei Variante 2 mit saisonalem Lastausgleich 25 – 35 Rp./kWh höher als bei Variante 1. Dies ergibt für die ARA erhöhte Jahreskosten von Fr. 0.35 Mio./a infolge der Installationen und dem Betrieb für den saisonalen Lastausgleich. Die zusätzlichen Investitionskosten betragen Fr. 3.7 Mio. (Unterschied von Variante 1 und 2).
- In der Schweiz gibt es 25 ARA > 100'000 EW. Rechnet man obig ermittelte Werte in einem ersten Ansatz proportional hoch, so lassen sich folgende Aussagen machen:
  - Potential zur saisonalen Lastverschiebung: ca. 25 – 50 GWh/a Stromverbrauch bzw. 10 – 15 MW installierte elektrische Leistung
  - Investitionskosten von ca. Fr. 100 Millionen bzw. Jahreskosten von Fr. 10 Millionen jährlich.

**Tabelle 39:** Fallbeispiel einer ARA mit 125'000 EW für den saisonalen Lastausgleich

		Variante 1 BHKW ganzjährig		Variante 2 saisonaler Lastausgleich
<b>Randbedingungen ARA</b>				
Ausbaugrösse EW		125'000 EW		125'000 EW
Klärgasanfall		1'700'000 m3/a		1'700'000 m3/a
Energieinhalt Klärgas		10.71 GWh		10.71 GWh
el. Wirkungsgrad BHKW		38%		38%
Betrieb 2 BHKW		12 Monate/a		6 Monate/a
Stromproduktion BHKW		4.07 GWh/a		2.04 GWh/a
Betrieb Klärgasaufbereitung		0 Monate/a		6 Monate/a
<b>Investitionskosten (exkl. MWSt)</b>				
		<b>3'750'000</b>		<b>7'480'000</b>
Bauliche Massnahmen		100'000		120'000
2 Blockheizkraftwerke 500 kWel		1'200'000		
1 Blockheizkraftwerk 500 kWel				600'000
Erweiterung Gasometer um 3000 m3		1'000'000		1'000'000
Klärgasaufbereitung 120 Nm3/h				1'500'000
Erschliessung Erdgas				500'000
Abwasserwärmenutzung				
Erzeugung 2x230 kWth Wärmepumpen				300'000
Erzeugung 2x140 kWth Wärmepumpen				180'000
2xOberwellenkompensation				90'000
Verteilung AW WT / WP				130'000
Armaturen/Ventile/Pumpen				90'000
Verteilung Abgabe (Fernleitung IST >DN65)				150'000
Heizungsinstallationen		100'000		200'000
Hilfsinstallationen (z.B. BW, DL)		100'000		200'000
EMSRL		450'000		650'000
Baunebenkosten und Unvorhergesehenes	29%	800'000	29%	1'770'000
<b>Kapitalkosten</b>				
	<b>4.0%</b>	<b>355'950</b>	<b>4.0%</b>	<b>638'460</b>
Klärgasaufbereitung, Ausrüstung	20 a	147'160	20 a	407'640
BHKW, Wärmepumpen, Ausrüstung	10 a	203'430	10 a	224'390
Bau	35 a	5'360	35 a	6'430
<b>Betriebskosten</b>				
		<b>47'500</b>		<b>6'200</b>
Wärme (Heizöl)		37'500		
Elektrizität	14.8 Rp/kWh	692'000	14.8 Rp/kWh	819'000
Anlagenunterhalt	4%	150'000	4%	299'200
Vergütung Gaseinspeisung			13 Rp/kWh	-696'000
Vergütung KEV BHKW	16.2 Rp/kWh	-832'000	16.2 Rp/kWh	-416'000
<b>Jahreskosten</b>				
		<b>403'450</b>		<b>644'660</b>
Kapitalkosten		355'950		638'460
Betriebskosten		47'500		6'200
<b>Gestehungskosten</b>				
<b>Gestehungskosten total</b>	<b>Rp./kWh</b>	<b>13.4</b>		<b>46.1</b>

### 7.1.2 Potential (2050)

Wir gehen von der gleichen Entwicklung wie in Kapitel 6.1.2 aus. Das Potential zur saisonalen Lastverschiebung beträgt 2050 demnach ca. 40 – 60 GWh/a bzw. 15 – 20 MW.

## 7.2 Wasserversorgungen WV

### 7.2.1 Heutiges Potential (2012)

Wie bereits vorgängig beschrieben bestehen bei Wasserversorgungen keine Möglichkeiten saisonale Lastverschiebungen zu erbringen.

### 7.2.2 Potential (2050)

Es muss davon ausgegangen werden, dass auch in Zukunft keine saisonalen Lastverschiebungen bei den Wasserversorgungen möglich sein werden.

## 7.3 Kehrichtverbrennungsanlagen KVA

### 7.3.1 Saisonal konstanter Anfall des Abfalls

Das Konsumverhalten und die wirtschaftlichen Aktivitäten in der Schweiz weisen keinen starken saisonalen Rhythmus auf. Deshalb ist der monatliche Anfall der thermisch zu verwertenden Abfälle auch im Jahresverlauf relativ konstant und liegt bei rund 0.25 Mio. Tonnen pro Monat.

Da viele Kehrichtverbrennungsanlagen wichtige Stützen der lokalen Fernwärmeversorgung sind, versuchen sie, die Produktion im Winter möglichst stabil und berechenbar zu halten. Konsequenterweise werden geplante Stillstände z.B. für Revisionen daher schon heute in den Sommer verlagert. Daher herrscht meist im Sommer ein gewisses Überangebot von freien Abfallmengen, während im Winter eher Abfall fehlt. Innovative Anlagen haben damit begonnen, eine (besser) lagerbare Fraktion im Sommer auszuscheiden und in Form von Kehrichtballen „für den Winter“ zur Seite zu legen. Eine gewisse – eher durch die Brennstoffverfügbarkeit motivierte – saisonale Verschiebung findet also schon statt.

Allerdings ist zu bemerken, dass gerade in Fernwärmenetzen die Wärmeabgabe stark zu Lasten der Stromproduktion geht, da meist Dampf aus Zwischenstufen der Turbine für die Fernwärmeversorgung benutzt wird. Eine Ausnahme stellen hier die Anlagen mit Gegendruckturbinen dar, die bei maximaler Fernwärmeabgabe die höchste Stromproduktion erzielen können.

#### ***Heutige Prioritäten der thermischen Abfallverwertung***

1. Gesicherte Entsorgung des Siedlungsabfalls im Einzugsgebiet
  - ⇒ Stabile Betriebsweise trotz inhomogenem Brennstoff
  - ⇒ Umweltleistungen (Einhaltung LRV, Ausbrand)
  - ⇒ Maximale Betriebsstunden trotz aggressivem Rauchgas
2. Konkurrenzfähige Preise für Volllastung
  - ⇒ Volllastung senkt Fixkostenanteil ( > 90%)
  - ⇒ Gute Kostenstruktur im Betrieb
  - ⇒ Zusatzeinnahmen wenn immer möglich
3. Zuverlässige Lieferung von Wärme
  - ⇒ Abhängige Wärmekunden, hohe Kosten bei Ausfällen
4. Marktgerechte Stromproduktion
  - ⇒ Fahrplan, Systemdienstleistungen (Tertiärregelenergie)

**Abbildung 41:** Prioritäten der thermischen Behandlung von Abfällen im heutigen Gesetzes- und Anreizsystem

### 7.3.2 Variationsmöglichkeiten in der Betriebsweise einer KVA

#### Ausgangslage: Anlagen voll ausgelastet

Kehrichtverbrennungsanlagen sind für einen konstanten Durchsatz von Abfall mit möglichst gleichbleibenden Eigenschaften ausgelegt. Damit wird eine konstante Dampfproduktion ermöglicht. Mit dem entstehenden Dampf wird – bei gegebener Fernwärmenachfrage – möglichst viel Strom produziert. Das heisst, typischerweise sind die Anlagen wärme gesteuert, auch wenn die Verstromungseffizienz im Winter besser ist (tieferer Abdampfdruck dank besserer Kondensation und weniger Fremdenergieaufwand für die Luftkondensation bei tiefen Aussentemperaturen).

Da die Haupteinnahmen nach wie vor von den Abfallgebühren stammen, ist eine möglichst konstante Abfallmenge ein wirtschaftlicher Vorteil. Auch betrieblich ist das „Durchfahren“ ohne Schwankungen in den Durchsatzmengen die Empfehlung der Unterhalts- und Korrosionsexperten.

Kaum ein Anlagenbetreiber verzichtet heute (ohne betriebliche Notwendigkeit) zeitweise auf Abfallmengen, da Anlagen üblicherweise voll ausgelastet sind und Betreiber Überlastbetrieb vermeiden wollen.

#### Möglichkeiten für saisonale Lastverschiebung

Welche grundsätzlichen Variationsmöglichkeiten könnten zukünftig für die saisonale Lastverschiebung genutzt werden? Hier sind (mindestens) 3 Stossrichtungen möglich:

##### Ansatz 1: Aufbau / Beibehalten von Reservelinien (= künstliche Überkapazität)

Schon aus wirtschaftlichen Gründen überlässt ein Betreiber die Vorhaltung von Reservekapazität lieber „dem System“ als dies selbst zu tun. Dies wird auch daran ersichtlich, dass Betreiber nur bei bewilligungsmässigen Vorgaben eine Verbrennungslinie länger als einige Wochen für die Revision ausser Betrieb nehmen. Technisch hingegen besteht diese Möglichkeit; die Massnahmen für die Konservierung der Verfahrenstechnik etc. sind bekannt und auch nicht abschreckend teuer. Wird eine KVA als reines Kraftwerk errichtet, würden die Investitionen gegen 20 Mio. Fr. pro MW Stromproduktionskapazität betragen<sup>1</sup>.

Reservekapazitäten würden bei den KVA zukünftig entstehen, falls die Abfallmengen zurückgehen (z.B. durch Entkoppelung des Wohlstands vom Materialkonsum, sinkende Wirtschaftstätigkeiten). Die Kosten für die Aufrechterhaltung dieser Kapazitäten sind beträchtlich. Um diese frei werdenden Kapazitäten alleine für die Lastverschiebung erhalten zu können, wären grössere finanziellen Anreize oder die Umsetzung strenger gesetzlicher Vorgaben notwendig.

##### Ansatz 2: Leistungsvariation auf bestehenden Verbrennungslinien

Auch wenn eine konstante Fahrweise für Material, Personal und Pannenanfälligkeit das Optimum darstellt, haben die meisten Anlagen bei den Lieferanten ein relativ breites Band für die Leistungsvariation auf den Verbrennungslinien bestellt und zugesichert bekommen. Sie könnten also statt 100% Volllast auch nur 60% Teillast oder 120% Überlast fahren. Allerdings ist nicht gesagt, dass sämtliche Umweltschonungen in allen Lastfällen vollständig gewährleistet sind (z.B. Einhaltung der Emissionsgrenzwerte in extremer Unterlast) und die Anlage trotz ungünstigen oder saisonal schwankenden Lastfällen ihre Lebensdauer (mit ent-

---

<sup>1</sup> Zum Vergleich: für kohlethermische Kraftwerke oder GuD-Kraftwerke geht der VSE [3] von spezifischen Investitionskosten von 1500 Fr. pro kW installierte Leistung aus. Ein „Abfallkraftwerk“ kommt auf einen Wert von 20'000 Fr. pro kW.

sprechenden Kostenfolgen) erreicht. Wenn ersteres ein (fauler) Kompromiss zwischen Umweltschutz und Energieproduktion wäre, ist zweiteres (ein Versagen einer Anlage vor der Erreichung der Amortisationsfrist von typischerweise 20-25 Jahren) eine finanzielle Katastrophe für die Trägergemeinden der Anlagen.

### Ansatz 3: Konsequenterer WKK-Ansatz auf Kehrichtverbrennungsanlagen

Gerade die KVA mit hohen winterlichen Wärmelieferungen an die Fernwärmenetze könnten mit zusätzlichen Gegendruckturbinen im Winter mehr Strom produzieren. Dabei hängt es sehr stark von den Gegebenheiten im Fernwärmenetz ab, wie viele Stunden eine solche Gegendruckturbine in Betrieb stehen würde. Bei optimistischen 2000 Stunden könnte der Mehrpreis 15 Rp./kWh ausmachen.

### 7.3.3 Heutiges Potential

Da kurzfristig nicht mit baulichen Massnahmen gerechnet werden kann, wird in diesem Kapitel hauptsächlich der Ansatz 2 (Teil- und Überlastbetrieb) für die Abschätzung des heutigen Potentials verfolgt.

#### 7.3.3.1 Teillastbetrieb der KVA und / oder der Turbine im Sommer

Eine reduzierte Stromproduktion der KVA im Sommer lässt sich auf verschiedenen Wegen erreichen. Einerseits kann der Abfalldurchsatz und damit die Dampfproduktion reduziert werden, oder der Dampf wird nicht für die Stromproduktion verwendet. Die folgenden Möglichkeiten führen zu einer reduzierten Stromproduktion im Sommer:

- a) Abschalten ganzer Verbrennungslinien (mehrere Monate)
- b) Reduzieren der Last auf den Verbrennungslinien (kann tageweise variiert werden)
- c) Erhöhte Wärmeabgabe im Sommer (z.B. Kältebereitstellung mit Adsorptionskühlern)

Bei a) und b) stellt sich die Frage, wo die nicht im Sommer verbrannten Abfälle entsorgt oder zwischengelagert werden können.

Dabei ist die Energiedichte volumenbezogen einiges ungünstiger als z.B. bei Braunkohle, die denselben Energieinhalt pro Masse aufweist (siehe folgendes Kapitel)

Die Variante c) ist eher theoretisch, da bereits heute viele Anlagen froh wären um Wärmeabsatz im Sommer, diesen jedoch aufgrund ihrer Standortgegebenheiten nicht erreichen können.

#### 7.3.3.2 Lagerbildung

Da die Deponierung von unbehandelten Siedlungsabfällen (auch für einige Monate) in der Schweiz verboten ist, werden andere Lösungen benötigt, wenn Abfall aus dem Sommer in den Winter „gespeichert“ werden soll.

Aufgrund des Kosten-/Nutzen-Verhältnisses werden für Überschussmengen aus den Revisionen heute hauptsächlich Ballenlager angelegt. Der Abfall wird zerkleinert, portionenweise verdichtet und in mehreren Lagen Vlies und Kunststoff eingewickelt. Für das Erstellen der



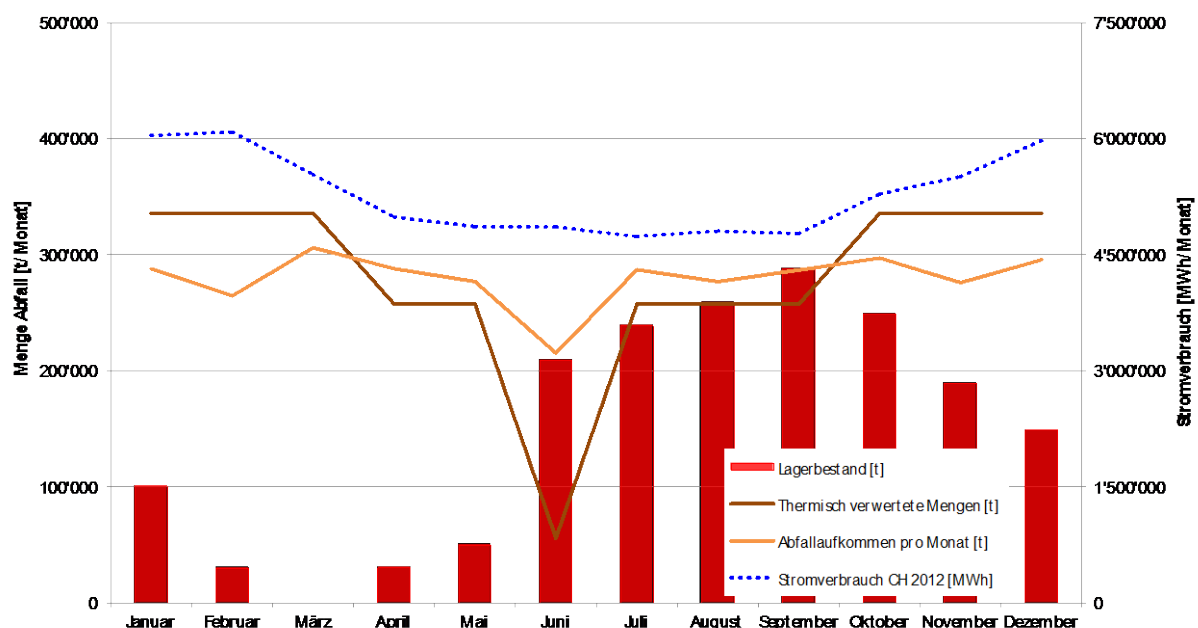
**Abbildung 42: Lagerungsmöglichkeiten für Abfall**

Ballen muss mit Kosten von rund 50 CHF pro Tonne gerechnet werden. Die Kosten für den Lagerplatz und die Rückführung der Ballen in den Bunker der KVA sind sehr individuell und können ebenfalls nur grob abgeschätzt werden.

Einzelne Anlagen haben bereits heute Lagermöglichkeiten von einigen Tausend Tonnen auf dem eigenen Areal, andere arbeiten mit Partnern zusammen, um bis zu 30'000 Tonnen Abfall für den Winter bereithalten zu können. Sehr wahrscheinlich werden heute bereits jährlich gegen 100'000 Tonnen Abfall oder rund 3% des gesamten Abfalls so zwischengelagert. Das hier beschriebene Potential verlangt eine Verdreifachung dieser Menge.

Die Lagerung „en route“ hat insbesondere im ACTS<sup>2</sup>-System eine gewisse Bedeutung. Doch bereits die limitierte Anzahl der Container (rund 800 Stück) begrenzt den maximal möglichen Lagereffekt auf rund 8'000 Tonnen. Für eine Lagerung über mehrere Monate ist das System nicht geeignet, da die Container zu teuer sind.

Die untenstehende Grafik illustriert die Entwicklung des Lagerbestandes in einem „Modell-jahr“, wenn die KVA in den Wintermonaten mit 110% Last (= 10% forcierte Dauer-Überlast) fahren und im Sommer die Restmengen mit reduzierter Last verwertet.



**Abbildung 43:** Lagerbedarf an Abfall, um einen Überlastbetrieb (+ 10%) der KVA in den Wintermonaten zu ermöglichen

### 7.3.3.3 Maximieren der Stromproduktion im Winter

Durch den Überlastbetrieb, der mit einem grossen Lager über die 6 Wintermonate aufrecht erhalten werden kann, nimmt die Stromproduktion in KVA rein rechnerisch um ca. 200'000 MWh im Winter zu.

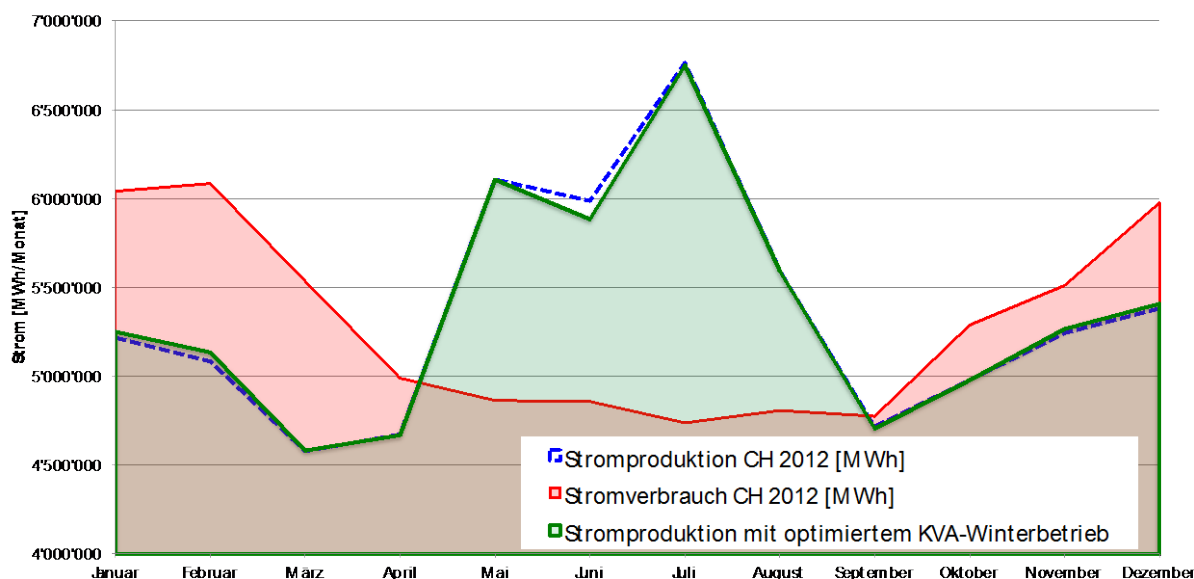
Dabei ist jedoch nicht berücksichtigt, dass viele Anlagen mit zusätzlich verfügbarem Brennstoff im Winter eher ihre Fernwärmenetze versorgen als zusätzlich Strom produzieren würden. Solche Anlagen wären gehalten, im Winter mit Gegendruck- statt Kondensationsturbinen zu arbeiten (siehe weiter unten).

<sup>2</sup> ACTS = Abroll-Container-Transport-Service: Eine Dienstleistung, um Abfall in standardisierten Containern auf der Bahn zu transportieren. ACTS ist eine eigene AG und erbringt Logistikdienstleistungen.



### 7.3.4 Effekt der Verlagerung

Mit der Erhöhung der Stromproduktion um rund 200'000 MWh im Winter könnte die Stromlücke in der Schweiz erst um einige Prozent verbessert werden, wie die nachfolgende Abbildung zeigt.



**Abbildung 44:** Erhöhung der Stromproduktion, wenn KVA mit heute bestehenden Installationen im Winter mit Überlastbetrieb fahren und im Sommer entsprechend ihre Leistung reduzieren

### 7.3.5 Potential 2050 für die saisonale Lastverschiebung

Bis 2050 dürfte sich die Abfallwirtschaft sehr stark verändern. Die nachfolgende Überlegung geht davon aus, dass das System grundsätzlich gleich bleibt, sich die Kehrichtmenge jedoch auf rund 2.5 Mio. Tonnen pro Jahr reduziert. Da gerade die hochkalorischen Anteile (im Mittel 16 GJ/t) in Zukunft wohl andere Wege als in die KVA gehen werden, sinkt der Heizwert des Kehrichts bei den KVA auf rund 11 GJ/t. Daraus folgt, dass gegenüber heute deutlich weniger Strom produziert würde (kleinere Menge, tieferer Heizwert = weniger Primärenergie für die Stromproduktion).

Bis 2050 sind alle heutigen Anlagen mindestens einmal komplett oder rollend erneuert worden (die Lebensdauer der Verfahrenstechnik beträgt rund 25 Jahre). Daher kann davon ausgegangen werden, dass auch bauliche Massnahmen für eine bedarfsorientierte Stromproduktion vorgenommen werden können, falls diese wirtschaftlich sein sollten.

#### 7.3.5.1 Über- / Unterlastbetrieb

Bei der gleichen Betriebsweise wie sie bereits für das heutige Potential 2012 beschrieben wurde, müssten wegen dem gesunkenen Heizwert zusätzliche Mengen Abfall gelagert werden. Durch die laufende Optimierung der Anlagentechnik bis 2050 und die in dieser Zeit gewonnenen Erfahrungen im Teillastbetrieb müsste jedoch aus den 370'000 Jahrestonnen gespeicherten Abfall entsprechend mehr Strom als heute produziert werden können (total rund 275'000 MWh).

Die spezifischen Mehrkosten stammen auch hier hauptsächlich aus den Lagerkosten und wurden gleichbleibend angenommen.

### 7.3.5.2 Zusätzliche Gegendruckturbinen für den Winterbetrieb

Um die Stromproduktion im Winter spezifisch zu erhöhen, müssten die im Sommer sinnvollen Kondensationsturbinen durch Systeme mit Gegendruckturbinen ergänzt werden. Der grosse Vorteil einer Gegendruckturbine ist, dass die gesamte „Abwärme“ aus der Turbine an die Fernwärme oder an Prozesswärmenutzer abgegeben werden kann und kein Abdampf rückkondensiert werden muss. Damit steigt der Brennstoffnutzungsgrad und die (teilweise auf zu hohem Temperaturniveau erfolgenden) Dampfantnahmen aus der Turbine können vermieden werden.

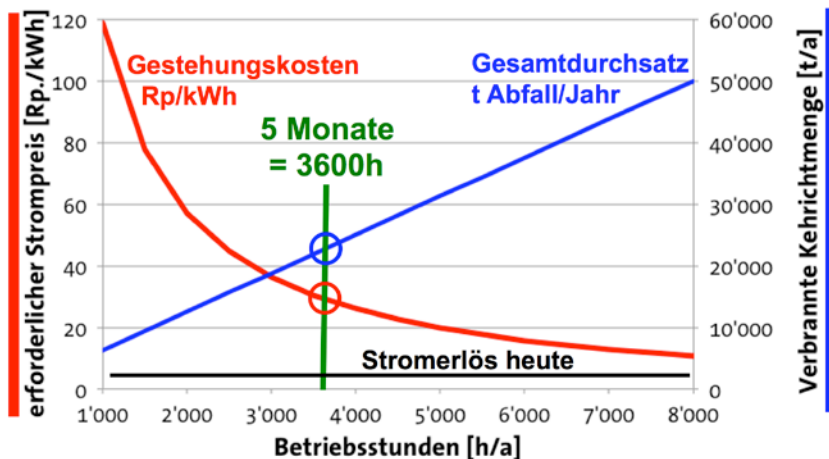
Im Rahmen dieser Studie konnte nicht detailliert untersucht werden, bei welchen Anlagen eine solche Konfiguration machbar wäre und wo nicht. Die Massnahmen wären geeignet, die Überlastsituationen teilweise zu vermeiden, da die Brennstoffausnutzung gesteigert würde. Eine erste grobe Abschätzung zeigt ein Verlagerungspotential von 300 GWh auf den Winter, falls eine Gegendruckturbine installiert wird.

Allerdings sind zusätzlich zu den Lagerkosten auch die Kapitalkosten für die (nur während dem maximalen Fernwärmebedarf laufenden) Gegendruckturbinen einzurechnen. Dadurch steigen in der Modellrechnung die Mehrkosten für eine transferierte MWh auf über das Doppelte (rund 300 CHF Mehrkosten pro MWh).

### 7.3.5.3 Reservelinien, die als „Winterlinien“ betrieben werden

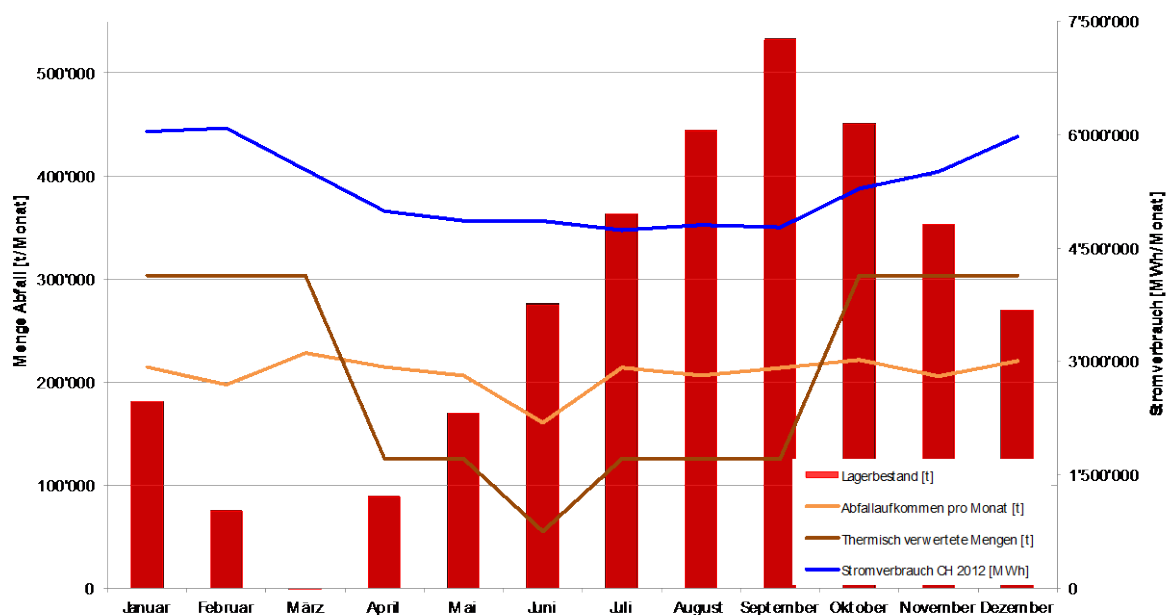
Auf den ersten Blick wäre die einfachste Massnahme gerade bei rückläufigen Abfallmengen die Überkapazität nicht ab- sondern auszubauen. Damit könnte in Kombination mit einem leichten Überlastbetrieb im Winter und einem massiv grösseren Lager eine maximale Verlagerungswirkung (geschätzte 330'000 MWh/a) erzielt werden.

Hier ist allerdings zu beachten, dass KVAs als reine Stromproduktionsanlagen teuer sind. So muss pro MW elektrischer Netto-Leistung mit Investitionen von fast 20 Mio. CHF gerechnet werden. Kosten finanzieren sich bei KVA im Normalfall über die Entsorgungsfunktion. Werden jedoch – unabhängig vom Entsorgungsbedarf – solche Anlagen vorgehalten, um bedarfsabhängig Strom produzieren zu können, entfällt dieser Kostenteiler. Daher resultieren massiv höhere Stromkosten, wenn die vollen Kapitalkosten von leerstehenden Linien alleine mit den Stromerlösen aus den Wintermonaten gedeckt werden müssen.



**Abbildung 45:** Kosten für eine Verbrennungslinie mit nominal 50'000 Jahrestonnen Verbrennungskapazität in Abhängigkeit der Betriebsstunden (Quelle: Rytec AG)

Der Lagerbedarf für eine solche Lösung ist entsprechend hoch und wäre etwa das Fünffache der heutigen Mengen in Zwischenlagern. Die nachfolgende Grafik zeigt die Entwicklung auf. Die stark reduzierten Verwertungsmengen in den Sommermonaten sind nur dank der Abschaltung von Verbrennungslinien möglich (Modellgedanke: Die KVA mit mehreren Verbrennungslinien fahren im Sommer nur noch mit einer Linie und auch diese evtl. auf reduzierter Leistung).



**Abbildung 46:** Entwicklung des gesamtschweizerischen Lagerbedarfs in einem KVA-Park mit ausreichend Überkapazität („Winterlinien“), um praktisch sämtliche lagerbare Abfälle aus dem Sommer erst im Winter zu verstromen

Gegenüber einer saisonal nicht angepassten Lösung können im Winter knapp 330'000 MWh zusätzlich Strom erzeugt werden. Es entstehen dafür jedoch Mehrkosten rund 140 Mio. CHF pro Jahr, die über die Mehrerlöse aus der Stromproduktionsverschiebung finanziert werden müssten.

### 7.3.6 Fazit zum möglichen Beitrag der KVA an die saisonale Lastverschiebung

Eine Verlagerung der Stromproduktion in KVA auf die Wintermonate ist möglich, jedoch mit hohem Koordinationsaufwand und massiven Kostenfolgen verbunden. Eine genaue Ermittlung dieser Kosten ist im aktuellen Rahmen nicht möglich. Doch bereits eine überschlagsmässige Betrachtung zeigt die Grössenordnungen auf.

Für das Jahr 2012 liegt das Potential bei 210 GWh/a, im Jahre 2050 je nach Variante zwischen 275 und 330 GWh/a und Jahreskosten von 33 bis 140 Millionen Franken.

		2012	2050		
		Über- / Unterlast	Über- / Unterlast	mit zus. Gegendruckturbinen	ca. 15 "Winterlinien"
Abfallaufkommen (Siedlungsabf., I+G, Bauabfall)	[t Abfall/a]	3'400'000	2'500'000		
Heizwert im Abfall	[GJ/t Abfall]	12.3	11.0		
Mögliche saisonale Speicherung	[t Abfall/a]	290'000	375'000		530'000
Benötigtes Lagervolumen (Ballenlager)	[m3]	580'000	750'000		1'060'000
Saisonal verlagerte Energie im Abfall	[GWh/a]	1'000	1'100		1'600
<b>In den Winter verlagerte Stromproduktion</b>	<b>[GWh/a]</b>	<b>210</b>	<b>275</b>	<b>300</b>	<b>330</b>
<b>Mehrkosten pro transferierte MWh (abgeschätzt)</b>	<b>[CHF/MWh]</b>	<b>120</b>	<b>120</b>	<b>300</b>	<b>420</b>
Jahreskosten für saisonale Speicherung in KVA	[CHF/a]	25'000'000	33'000'000	90'000'000	140'000'000

**Tabelle 40:** Potentiale und Kosten der saisonalen Lastverschiebung bei KVA in der Schweiz

Isoliert betrachtet erscheint der Nutzen die ausgewiesenen Mehrkosten kaum zu rechtfertigen. Jedoch ist es wichtig, auch die weiteren möglichen Effekte einer möglichst „energiegesteuerten“ Abfallverwertung grundsätzlich zu untersuchen und auf dieser Grundlage die zukünftige Rolle der thermischen Behandlung von Abfällen einzuordnen. Die so entwickelten neuen Modelle könnten von der Wirtschaftlichkeit her wieder attraktiver werden. Eine solche „Gesamtschau“ sollte dringend und mit grosser Sorgfalt angegangen werden.

# Anhang

## A1. Glossar

### A1.1 Glossar Teil ARA

Aggregate	Technische Einrichtungen zur Reinigung von Abwasser
Anlagenpooling	Mehrere Anlagen bieten zusammen Regelleistung an
ARA	Abwasserreinigungsanlage bzw. Kläranlage
Ausschaltzeit	Zeit in der ein bestimmtes Aggregat ausgeschaltet ist
BHKW = Blockheizkraftwerk	Eine Art WKK-Anlage
Co-Vergärung	Die Vergärung von organischen Industrieabfällen zusammen mit dem Klärschlamm zur Steigerung der Biogasproduktion
Denitrifikation	Mikrobiologischer Prozess zur Elimination von Nitrat
Einleitbedingungen	Bedingungen (Grenzwert – Konzentrationen) die eine ARA einhalten muss, damit sie das gereinigte Wasser in einen Fluss einleiten darf
Einschaltzeit	Zeit nach der ein bestimmtes ausgeschaltetes Aggregat wieder eingeschaltet werden muss.
EW = Einwohnerwerte	Masseinheit um die Belastung abzuschätzen, schliesst natürliche Einwohner und Industrie mit ein
Faulwasser	Wasser, das sich bei der Schlammfäulung ansammelt
MV = Mikroverunreinigungen	Verunreinigungen aus Medikamenten, Reinigungsmitteln, Körperpflegeprodukten etc.
Negative Regelleistung	Ausgleichsleistung bei Strommangel im Netz
Positive Regelleistung	Ausgleichsleistung bei Stromüberschuss im Netz
RLS = Rücklaufschlamm	Schlamm welcher von der Nachklärung in das Belebungsbecken geliefert wird (Biologische Stufe)
SBR= Sequentielles, biologisches Reinigungsverfahren	Das Becken der biologischen Reinigung übernimmt zuerst die Aufgabe eines Belebungsbeckens und dann die eines Absinkbeckens. Leistungsstärkere Gebläse sind nötig
Schlammstabilisierung	=Schlammfäulung, Prozess bei dem Klärgas entsteht
Verschiebezeit	= Ausschaltzeit = Zeit, um die ein Prozess verschoben wird
WKK = Wärmekraftkopplung	Prozess zur Gewinnung von Energie (Strom und Wärme) mittels BHKW (=Blockheizkraftwerk) oder Mikro-gasturbine

### **A1.2 Glossar Teil WV**

Negative Regelleistung

Ausgleichsleistung bei Strommangel im Netz

Positive Regelleistung

Ausgleichsleistung bei Stromüberschuss im Netz

WV

Wasserversorgung

### **A1.3 Glossar Teil KVA**

LuKo

Luftkondensator, welcher Abdampf aus der Dampfturbine rückkondensiert.

SDL

Systemdienstleistung zur Stabilität des Stromnetzes.

TRL

Tertiärregelung

KHKW / KVA

Kehrichtheizkraftwerk / Kehrichtverbrennungsanlage

ORC-Modul

Modul zur Stromerzeugung nach dem gleichen Prinzip der Dampfturbine. Als Arbeitsmittel werden anstelle von Wasserdampf organische Flüssigkeiten mit einer niedrigeren Verdampfungstemperatur verwendet.

## A2. Literatur

### A2.1 Literatur Teil Stromnetze

- [1] Karin Locher (November 2011): Axpo Pool – ein Zukunftsmodell, Axpo Magazin
- [2] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE (2013): Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt, VSE
- [3] swissgrid (2011): Anforderungen an die Liste der Erzeugungseinheiten, swissgrid

### A2.2 Literatur Teil ARA

- [1] Betriebsdaten der Abwasserreinigungsanlagen Morgental, Birs und Thunersee:
  - Stromverbrauchsdaten und Leistungsdaten (Jahresmittelwerte und Jahresganglinie)
  - Jahresganglinie der Belastung
  - Aggregatsliste
  - Jahresberichte
- [2] Müller E. A. et al. (2008): Leitfaden Energie in ARA. Energie Schweiz, VSA
- [3] Fahrni, J. et al. (2011): Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen, Planair für das BFE
- [4] Kind, E. et al. (2011): Energieeffizienz und Energieproduktion auf ARA, Holinger AG im Auftrag des BAFU
- [5] Kaufmann, U. et al. (2010): Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Dr. Eicher + Pauli AG für das BFE
- [6] Burri, R. et al. (2003): Schweizerische Statistik erneuerbarer Energien, Teilstatistik Biogas – Erfassung Biogasdaten aus kommunalen ARA. Ryser Ingenieure AG für BFE
- [7] Kohli, B. et al. (2005): Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz. Erstellt und herausgegeben vom BFS (Bundesamt für Statistik)
- [8] Abegglen, C. (2011): Mikroverunreinigungen. Energieverbrauch und Kosten weitergehender Verfahren auf kommunalen ARA. gwa 7/2011
- [9] Roth J. et al. (2009): Pumpencheck. Forschungsprogramm im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Ryser Ingenieure AG.

### A2.3 Literatur Teil WV

- (1) Betriebsdaten der Wasserversorgungen Pieterlen, Luzern und Winterthur
  - Stromverbrauchsdaten und Leistungsdaten
  - Hydraulisches Schema und Schemata der Wasserversorgungen
- (2) Ryser Ingenieure AG (2001): Generelle Entwässerungsplanung Pieterlen
- (3) Bundesamt für Energie (BFE): Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches (SVGW), 2004: Energie in der Wasserversorgung, Ratgeber zur Energiekosten- und Betriebsoptimierung
- (4) Fahrni, J. et al. (2011): Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen. Planair für das BFE
- (5) Bundesamt für Statistik (2010): Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2010 – 2060

- (6) Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches SVGW (2012): Jahrbuch des SVGW 2011
- (7) Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches SVGW (2009): Auswertung Pumpen SVGW 2009 (nicht publiziert)
- (8) M. Freiburghaus (2012): Stromgewinnung aus Trinkwasser. gwa 12/2011, Seite 925.

### **A2.3 Literatur Teil KVA**

- (1) Betriebsdaten der Kehrlichtverbrennungsanlagen Thun und Hagenholz: Datenaustausch und diverse Klärungsgespräche im Zeitraum Nov. 2011 bis Juni 2012
- (2) Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA nach Europäischem Standardverfahren
- (3) Basiswissen-Dokumente des VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen: Kohlekraftwerke, Gaskombikraftwerke. Verfügbar unter <http://www.strom.ch/de/dossiers/studie-stromzukunft/basiswissen.html>