

An die  
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)  
Sensengasse 1, 1090 Wien

## Endbericht zum KOSTENBEITRAG

Machbarkeitsstudie BIG SOLAR: 20% solarer  
Deckungsanteil eines Fernwärmenetzes - Beispiel Graz

Projektnr: 853007  
Laufzeit des Vorhabens: 24.08.2015 – 31.12.2015

### Kostenbeitragnehmer

Bezeichnung der Institution:  
S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH

Anschrift des Kostenbeitragnehmers:

Puchstrasse 85, 8020 Graz  
Tel.: 0316 / 29 28 40 (office)  
E-Mail: [s.putz@solid.at](mailto:s.putz@solid.at)

Bankverbindung  
IBAN: AT95 3800 0000 0002 5312  
BIC: RZSTAT2G  
Bankunternehmen:  
Raiffeisen Landesbank Steiermark AG  
das Konto lautet auf:  
S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH

### Kostenbeitraggeber

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH  
Sensengasse 1, 1090 Wien  
FN 252263a HG Wien  
Tel: +43 (0)5 7755 - 0  
Fax: +43 (0)5 7755 - 97900  
office@ffg.at

## 1 Zusammenfassung

Über nunmehr Jahrzehnte ist die Fernwärme in Graz gewachsen und stellt inzwischen 39% (rund 1000 GWh in 2013) des städtischen Wärmebedarfs zur Verfügung. In weiterer Folge ist auch ein intensiver Ausbau des städtischen Fernwärmenetzes in den kommenden Jahren und Jahrzehnten vorgesehen. Die Aufbringung der Energie für die Fernwärme wird derzeit zu einem großen Teil durch Abwärme aus fossil betriebener Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK) bewerkstelligt. Die Betreiber dieser Kraftwerke haben im Mai 2014 deren Schließung verlautbart. Die modernen Gas- und Dampf (GuD) Kombikraftwerke können aufgrund der Situation am europäischen Elektrizitätsmarkt nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden, während das noch in Betrieb befindliche Kohlekraftwerk bereits ihre technische Lebensdauer überschritten hat. Mit Ende des Liefervertrages soll der betreffende Kraftwerkspark 2020 außer Betrieb gehen. Nicht weniger als 80% der Energieaufbringung für die Grazer Fernwärme werden dadurch zu ersetzen sein. Die Stadt Graz hat aus diesem Grund 2014 gemeinsam mit den wichtigsten lokalen Energieversorgern ein Projektteam gegründet, welches sich dieser Herausforderung gestellt hat. In einer Reihe von Workshops mit Beiträgen von über 200 Experten entstand unter anderem ein Großsolaranlagenkonzept als vielversprechende Möglichkeit. Die Notwendigkeit die Machbarkeit dieses Konzeptes detailliert zu betrachten, hat schlussendlich zur vorliegenden Studie geführt. Das Ziel der Studie ist es, die (technisch und ökonomisch) optimale Größe eines Solarkonzeptes inklusive saisonale Wärmespeicher und Wärmepumpen festzulegen, welches sich bestmöglich in die zukünftige Versorgungsstruktur des Fernwärmenetzes Graz integrieren lässt. Zu diesem Zweck wurde neben der Evaluation passender Flächen für Solarfelder und Speicher und der technischen Optimierung mittels Simulationsrechnungen vor allem auch eine wirtschaftliche Detailanalyse durchgeführt. Als Baseline wird die Produktion der Wärme durch gewöhnliche Gaskessel verwendet, welche die derzeit günstigste und realistischste Alternative darstellt. Die Analysen ergeben ein wirtschaftlich konkurrenzfähiges Solarsystem im Bereich von rund 150.000 m<sup>2</sup> bis zu 650.000 m<sup>2</sup> Solarfläche, was einer solaren Deckung von 9 bis 26% der derzeitigen Grazer Fernwärme bedeuten würde. Diese Ergebnisse weisen auf ein sehr hohes Umsetzungspotential des Konzepts hin. Auf Basis dieser Ergebnisse wurde ein Business Case entwickelt welcher Anfang 2016 den Entscheidungsträgern vorgelegt wird.

## 2 Hintergrund und Problemstellung

Erneuerbare Energien bilden einen zentralen Baustein der nachhaltigen Energieversorgung von Städten. Traditionelle Versorgungstechnologien und Strukturen unterliegen heute massiven Herausforderungen, die zu erheblichen Veränderungen im Aufkommen der Speicherung und Verteilung von Energie führen. Aus diesen Spannungsfeldern ergeben sich nun neue, wirtschaftlich attraktive und technologisch innovative Möglichkeiten für Solarthermie in Städten Europas und darüber hinaus.

Das Fernwärmenetz der Stadt Graz liefert 1.050 GWh Wärme pro Jahr an 54.000 Haushalte. 80% der Energieversorgung basieren auf zwei großen, mit fossilen Energieträgern betriebenen KWK-Anlagen von Verbund/ATP in Werndorf-Mellach. Aufgrund zahlreicher Preisschwankungen am europäischen Elektrizitätsmarkt ist es dem Betreiber nicht mehr möglich, das 2011 errichtete Gas- und Dampfkraftwerk wirtschaftlich zu führen. Zusätzlich hat die kohlebetriebene KWK Anlage ihre geplante Lebensdauer bereits überschritten. Aus diesem Grund hat das Unternehmen Verbund in einer Presseaussendung am 14. Mai 2014 bekannt gegeben, den gesamten Standort stillzulegen. Des Weiteren endet der Wärmeliefervertrag zwischen

Verbund und der Energie Steiermark im Jahr 2020. Die Wärmeversorger der Region und die Stadt Graz selbst sind auf der Suche nach alternativen Möglichkeiten die Fernwärmeversorgung auch nach dem Jahr 2020 sicherzustellen. Das Ziel ist leistbare, langlebige, unabhängige und erneuerbare Energien zu integrieren. Mit mehr als 15.000 m<sup>2</sup> Solarkollektorfläche ist Graz bereits heute eine der Pionierstädte für solarthermische Lösungen im Fernwärmebereich.

Die Machbarkeitsstudie „BIG SOLAR“ Graz wurde von SOLID gemeinsam mit einem Projektteam erarbeitet, um technologische, ökonomische und innovationspolitische Problemstellungen zu erheben und zu lösen.

Ziel der Machbarkeitsstudie war es, nach dänischem Vorbild die Einbindung von solarthermischer Wärme in ein städtisches Fernwärmenetz mit 20% solarem Deckungsanteil am Beispiel des Grazer Fernwärmenetzes aus technologisch-wirtschaftlicher Sicht prüfen. Die Ergebnisse wurden anschließend in einer Experten/innen-Runde unterschiedlicher Interessensgruppen überprüft und bewertet.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Projektrealisierung Graz, Österreich und alle beteiligten Unternehmen international in eine Vorreiterrolle bringen, mit einem großangelegten, innovativen Projekt für die solare Wärmeversorgung von Städten.

### **3 Sicherstellung der Ergebnisqualität**

Die Machbarkeitsstudie „BIG SOLAR“ wurde von SOLID gemeinsam mit der Energie Steiermark (ESTAG) und der Grazer Energie Agentur erarbeitet, und von der Stadt Graz, dem Land Steiermark, der FFG sowie dem dänischen Planungsbüro PlanEnergi unterstützt.

Mitgewirkt haben unter anderem auch BROAD (Hersteller von Großwärmepumpen), PORR (Beratend für Speicherbau), die Geologie und Grundwasser GmbH, die Holding Graz, der Flughafen Graz, der Wasserschutzverband, die Gemeinde Kalsdorf und Vertreter der Grundeigentümer.

### **4 Tätigkeiten und Ergebnisse der Machbarkeitsstudie**

Im Rahmen der Studie wurde zwischen ökonomischen und technischen Fragestellungen unterschieden und diese in 6 Arbeitspaketen beantwortet. Die Ergebnisse der Studie werden vor dem Wärmedienstleister Energie Steiermark, welcher die Entscheidung um eine Realisierung fällt, präsentiert. Zentral für die Entscheidung ist die technisch-ökonomische Analyse, auf deren Ergebnisse in diesem Bericht eingegangen wird. Ausführliche Ergebnisse sind dem Anhang zu entnehmen.

Basis für die Machbarkeitsstudie und Analysen in dieser bildet eine Erhebung von Basisdaten. Es wurden Rahmenbedingungen vor Ort recherchiert, der Status quo des Grazer Fernwärmenetzes und dessen Energieversorgung erhoben.

Zur technischen Dimensionierung und Optimierung wurde das von SOLID entwickelte Konzept in einem Softwaretool für transiente Systeme modelliert und simuliert.

Es zeigt sich, dass die Verfügbarkeit von entsprechenden Flächen für Kollektoraufstellungen zentral ist, welche gemeinsam mit Möglichkeiten für die Speicherumsetzung überprüft wurden. Insgesamt wurden unterschiedliche Bauvarianten der Systemkomponenten geprüft und bautechnische Fragen geklärt.

Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit des großen Systems wurden Kosten entsprechend allen Komponenten des Systems ermittelt. Wirtschaftliche Parameter wurden recherchiert und auf die Dimensionierungen abgestimmt. Zum Abschluss wurde ein dynamisches Wirtschaftlichkeitsmodell aufgesetzt und auf das System angewandt. Die kalkulierten Kosten wurden auf Finanzierungsmöglichkeiten recherchiert und mit möglichen Partnern diskutiert.

Die Basisdatenerhebung für die Machbarkeitsstudie fand von Juni bis Oktober 2015 statt. Die Simulation war Ende November 2015 abgeschlossen. Parallel dazu fanden die Wirtschaftlichkeitsanalyse und eine Erhebung der Finanzierungsmöglichkeiten statt.

#### **4.1 Ergebnisse der technischen Studie**

Zur Beurteilung der Rahmenbedingungen im Fernwärmenetz für eine Integration neuer Komponenten wurden das Last- und Temperaturprofil des Fernwärmenetzes untersucht. Das Last- und Temperaturprofil wurde in Klassen zur besseren Einschätzung der Anforderungen an das Konzept und dessen Komponenten geteilt. Das Temperaturregime ist in weiterer Folge wesentlich für die mögliche Wahl von Wärmepumpen zur Unterstützung des Systems und bedingt die Effizienz der Solarkollektoren. Beide Profile, das der Last und das der Temperatur, sind die Grundlage für die Dimensionierung der einzelnen Komponenten des Konzepts.

Mit der Analyse der Temperatur- und Lastverläufe war eine Vordimensionierung der Komponenten möglich, welche als Rahmenbedingungen für die folgenden, detaillierteren Simulationsrechnungen dienen. Die Vordimensionierungen der Komponenten wurde auf eine Kollektorfläche von 50.000 m<sup>2</sup> – 1 Mio. m<sup>2</sup>, ein Speichervolumen von 200.000 m<sup>3</sup> – 2 Mio. m<sup>3</sup> und Absorptionswärmepumpen von 50 MW – 150 MW ausgelegt.

Das Konzept sieht einen maximalen solaren Deckungsanteil vor, bei welchem der Preis für die Wärme mit jenem konventioneller Gasboiler wirtschaftlich konkurrenzfähig ist. Um ein Systemoptimum zu erzielen, wurden die einzelnen Komponenten daher innerhalb festgelegter Bandbreiten simuliert: Mit dem Simulationstool TRNSYS wurden zahlreiche Simulationen durchgeführt, um das ökonomisch-technisch optimale Szenario zu identifizieren.

Absorptionswärmepumpen spielen eine Schlüsselrolle bei der Optimierung der Solaranlage. Sie ermöglichen es den saisonalen Wärmespeicher effizienter zu entleeren, wodurch sich die Solarerträge erhöhen und die benötigte Speichergroße reduziert wird. Dies verringert die Kosten des Gesamtsystems und verbessert die Netto-Performance der Anlage.

Zur ersten Abschätzung des Potenzials für den Solaranteil wurde das Lastprofil des Grazer Fernwärmenetzes in einen Nieder- und einen Hochtemperaturbereich aufgeteilt. Der niedrige Temperaturbereich kann aus der Solaranlage und dem Speicher abgedeckt werden. Höhere Temperaturen werden kaskadisch<sup>1</sup> durch Nachheizsysteme abgedeckt. Grundsätzlich könnten unter derzeitigen Rahmenbedingungen so ca. 55% des Wärmebedarfs durch das BIG Solar Konzept bereitgestellt werden. Effektiv könnten somit 33% der Grazer Fernwärme durch Solarenergie, und weitere 22% durch ein Nachheizsystem mit Wärmepumpen abgedeckt werden. Detailliertere Simulationsrechnungen wurden in Folge bis zu einem Solaren Deckungsanteil von 30% durchgeführt.

---

<sup>1</sup> stufenweises Erhitzen des Wärmeträgermediums: das von Solaranlage/Speicher/Wärmepumpen auf 85-90°C erhitzte Wasser wird von Nachheizsystemen (Feuerungsanlagen) auf Zieltemperatur gebracht

Ein Großteil der Ergebnisse der Machbarkeitsstudie basiert auf der Simulation der gesamten Anlage. Besonders herausfordernd war die Schnittstelle zwischen dem Fernwärmenetz und der Solaranlage selbst. Messdaten aus dem Fernwärmenetz von 2014 wurden als Basis für alle Berechnungen herangezogen.

Zur Analyse des technisch-ökonomischen Optimums wurde eine Parameterstudie durchgeführt. Das zentrale Ergebnis zeigt den niedrigsten Wärmepreis innerhalb des Systems mit 450.000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche, einem Saisonspeicher mit 1.800.000 m<sup>3</sup> und Absorptionswärmepumpen mit einer Gesamtleistung von 96 MW bei einem solaren Deckungsanteil von 23% im Fernwärmenetz Graz. Bei diesen Dimensionen liegt folglich das wirtschaftlich-technische Optimum der Anlage. Die folgende Abbildung zeigt dieses Optimum anhand eines Systemschemas.

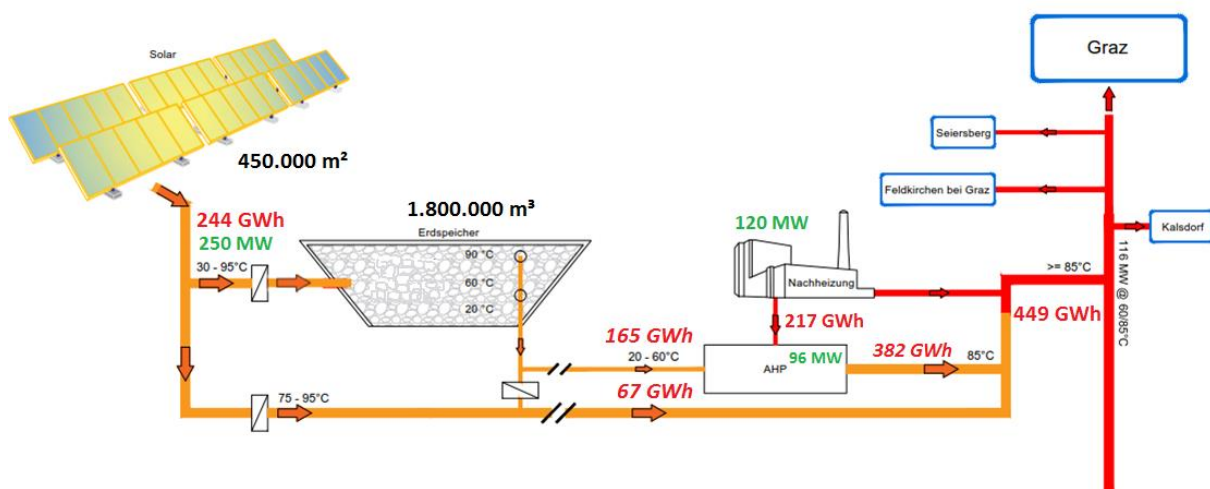


Abbildung 1: Konzept Big Solar Graz – Schema des wirtschaftlichen und technischen Optimums

Die derzeitigen Berechnungen zeigen auch, dass konkurrenzfähige Preise mit abgeänderten Dimensionen möglich sind. Das Projekt ist hinsichtlich der Rahmenbedingungen somit flexibler als ursprünglich angenommen.

Berücksichtigt man die vorherrschenden Bedingungen in Graz -wie die verfügbaren Flächen- so kann ein Kollektorfeld wirtschaftlich zwischen 150.000 m<sup>2</sup> und 650.00 m<sup>2</sup> einnehmen. Folglich sind die Rahmenbedingungen vor Ort neben den Systembegrenzungen errechnet in der Simulation DIE ausschlaggebenden Faktoren für die Realisierung der Anlage.

Als Beispiel wurde der Flächenbedarf genauer untersucht. Für 450.000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche sind ausreichend Leerflächen im Umland des Netzes vorhanden. Ca. 300.000 m<sup>2</sup> könnten rechtlich und mit Rücksicht auf ökologische Bedingungen im Wasserschongebiet errichtet werden (die Solaranlage gefährdet das Gebiet nicht). Weiteres, benötigtes Land kann zu marktüblichen Preisen für die landwirtschaftliche Nutzung erworben werden. Der Flächenbedarf des Speichers darf bei maximal 9,9 ha liegen. Sollte dieser Wert überschritten werden, kann das Projekt nur mit einer Umweltverträglichkeitsprüfung realisiert werden. Zwei unterschiedliche Bauweisen kommen für die Dimensionierung des Speichers in Frage und sind technisch-wirtschaftlich realisierbar. Gespräche mit lokalen Baufirmen wurden bereits geführt und die Kostenabschätzungen beider Varianten einbezogen.

Grundsätzlich wird eine sehr kompakte Anordnung sämtlicher Komponenten angestrebt und Kollektorfelder sowie Speicher möglichst nahe an der Fernwärmeleitung zur optimalen Systemnutzung aufgestellt.

## 4.2 Ergebnisse der wirtschaftlichen Studie

Wie bereits oben erwähnt, ist das System mit 450.000 m<sup>2</sup> Solarkollektorfläche wirtschaftlich optimal dimensioniert. Die folgende Tabelle illustriert die gesamten Investitionskosten aufgeteilt auf ihre Haupt-Kostenpositionen.

**Tabelle 1: Investitionskosten**

Kollektoranlage	450.000 m <sup>2</sup>	81.000.000 EUR
Speicher	1.800.000 m <sup>3</sup>	50.000.000 EUR
Absorptionswärmepumpen	96 MW	6.000.000 EUR
Projektmanagement		10.000.000 EUR
Zentrale Technik/Infrastruktur		8.000.000 EUR
<i>Solare Übergabestation</i>		
<i>Ausdehnungsanlage</i>		
<i>Stromanschluss</i>		
<i>Regelung</i>		
Gaskessel inkl. Anbindung	120 MW	8.000.000 EUR
Verbindungsleitungen		5.000.000 EUR
Gebäude		1.000.000 EUR
Land (Speicher, Kollektoren, Technik)		20.000.000 EUR
<b>Gesamtsumme</b>		<b>189.000.000 EUR</b>

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Preise für die Kollektoranlage, Absorptionswärmepumpen, Gaskessel, Verbindungsleitungen und für die Technikzentrale angenommen. Da in Österreich noch kein saisonaler Wärmespeicher in einer solchen Größenordnung realisiert wurde und es bis dato noch keine österreichischen Referenzpreise gibt, wurden für die Investitionskosten des Speichers Benchmarks verwendet. Einerseits wurden dänische Speicherbaukosten herangezogen und andererseits österreichische Erfahrungspreise im Tiefbau analysiert. Des Weiteren wurden für die Investitionskosten für Land und Fläche bereits die Kosten der bevorzugten Grundstücke in der Nähe von Graz herangezogen (wie z. B. im Wasserschongebiet Kalsdorf). Auch eine mögliche Finanzierung wurde bereits untersucht und eine Tabelle zur potentiellen Mittelherkunft erstellt.

**Tabelle 2: Finanzierung**

Mittelherkunft	Parameter für ROI	Betrag
Europäische Investitionsbank	0,6% Zinsen, 50% der Gesamtinvestition exkl. Grundstückskosten	81.000.000 EUR
Eigenkapital	8 %	10.000.000 EUR
Anzahlung		25.000.000 EUR
Förderung KLIEN		32.000.000 EUR

Darlehen über Bank		33.000.000 EUR
Gesamtsumme (exkl. Gaskessel)		181.000.000 EUR
Gaskessel (inkl. Anbindung)	Investition durch Energie Steiermark	8.000.000 EUR
<b>Gesamtsumme</b>		<b>189.000.000 EUR</b>

Anhand der Investitionskosten und der Finanzierung wurde eine gesamtwirtschaftliche Analyse durchgeführt, die sich auf 30 Jahre bezieht. In dieser gesamtwirtschaftlichen Rechnung wurde mittels eines internen Berechnungstools die wirtschaftliche Machbarkeit des Konzeptes geprüft und bewertet. Auf Basis zahlreicher Einflussfaktoren wurden unter anderem die jährlichen Betriebskosten des Solarsystems, die Wärmeerlöse, Fremd- und Eigenkapitalzinsen errechnet, sowie auch der Netto-Cashflow, der Return on Investment (ROI), und der Net Present Value (NPV) ermittelt. Bei einem Wärmepreis von 35€/MWh mit einer jährlich Preissteigerungsrate von 1,5% lässt sich ein ROI von 15,5 Jahre ableiten.

Die Ergebnisse zeigen, dass das BIG Solar Graz Konzept aus technischer und wirtschaftlicher Sicht erfolgreich umsetzbar ist. Selbst bei Schwankungen bezüglich der Größe des Kollektorfeldes von 150.000 m<sup>2</sup> bis zu 650.000 m<sup>2</sup> (inklusive der Größenadaptierung des Speichers und der Absorptionswärmepumpen) ist das Projekt wirtschaftlich realisierbar.

## 5 Projektkoordination und Dissemination

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie fanden zahlreiche Meetings statt, um Daten für die Simulation und Umsetzung des Vorhabens zu erheben. Des Weiteren wurden in den Meetings aufgetretene Herausforderungen besprochen und nach Lösungen gesucht.

**Tabelle 3: Ausgewählte Meetings**

Datum	Teilnehmer	Meeting	Ziele
01.06.2015	E-STMK, S.O.L.I.D.	Kick-off	Organisation der Studie
23.06.2015	E-STMK, S.O.L.I.D., GEA	AP1 Kick-off	Basisdatenerhebung
08.07.2015	PlanEnergi, E-STMK, S.O.L.I.D.	AP2 Kick-off	Potenziale und Grenzen der Simulation
08.09.2015	E-STMK, S.O.L.I.D., GEA	Status Update	Inhaltlichen Stand abgleichen
28.09.2015	NOEST Veranstaltung	Energy Lunch	Dissemination
07.10.2015	Holding Graz, Flughafen Graz, S.O.L.I.D.	AP5 Flächen	Flächen am Flughafen
07.10.2015	E-STMK, S.O.L.I.D., GEA	Status Update	Bespr. erster Simulationsergebnisse
21.10.2015	E-STMK, S.O.L.I.D.	AP5 Flächen	Flächen Wasserschongebiet (WSG) Kalsdorf
19.10.2015	AIT Veranstaltung	Forum FWK	Dissemination
23.10.2015	E-STMK, S.O.L.I.D.	AP1 Basisdaten	Details zur Fernwärmetransportleitung
27.10.2015	BROAD, E-STMK, S.O.L.I.D.	AP1 Basisdaten	Technische Analyse der Wärmepumpen
12.11.2015	S.O.L.I.D., Schönberger	AP7 Speicher	Mögliche Schottergrube für Speicher
12.11.2015	S.O.L.I.D., Geologie und Grundwasser GmbH	AP7 Speicher	Hydrogeologie für mögliche Speicher- standorte
20.11.2015	S.O.L.I.D., E-STMK, ste.p ZT- GmbH	AP7 Speicher	e-Puls Projektvorstellung
23.11.2015	S.O.L.I.D., GEA, E-STMK, Wasserverband, Gemeinde Kalsdorf, Vertreter der	AP5 Flächen	Flächen WSG Kalsdorf, zusätzliche Flä- chen, mögliche Speicherstandorte, Wasserentnahme;

## 6 Ausblick

Die Machbarkeitsstudie wurde planmäßig durchgeführt und die Ergebnisse in die Abschlusspräsentation eingearbeitet (siehe Anhang). Diese wird dem Wärmelieferanten Energie Steiermark Anfang Jänner 2016 vorgestellt. Der Business Case wird dann auf Ebene der Verantwortungsträger/innen erläutert und eine Entscheidung zur Folgearbeit basierend auf den Ergebnissen der Machbarkeitsstudie getroffen.

Die Modelle und Simulationen sind bereits auf eine anschließende Detailplanung und Detailsimulation ausgelegt. In diesen können unterschiedliche Szenarien präzise berechnet und aufbereitet werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass das BIG Solar Projekt in Graz wirtschaftlich und technisch umsetzbar ist. Es birgt großes Potential eines *der* globalen Vorzeigeprojekte im Kampf gegen den Klimawandel und für eine selbstbestimmte, unabhängige und langlebige Energiezukunft zu werden.

## 7 Anhang: Liste an Präsentationen, Artikel, Poster und weitere Simulationsergebnisse

Beigefügt eine ZIP Datei mit folgenden Präsentationen:

- 2015-06-23 AP1 Basisdaten
- 2015-07-08 AP2 Simulation KickOff
- 2015-09-08 BIG Solar Graz – StatusSEPT
- 2015-09-28 BIG Solar Graz - Energy Lunch
- 2015-10-07 BIG Solar \_Steuergruppe
- 2015-10-19 AIT Praxis-und Wissensforum FWK
- 2015-10-27 BROAD in Graz – engl
- 2015-11-23\_Wasserverband
- 2015-11-26\_Porr
- Abschlusspraesentation

### Veröffentlichter Artikel

Christian Holter, *Solarwärme neu gedacht - Fernwärme für Europas Städte*, Erneuerbare Energien 2015-3, Zeitschrift für nachhaltige Energiezukunft, AEE Intec

[http://www.aee.at/aee/index.php?option=com\\_content&view=article&id=874&Itemid=113](http://www.aee.at/aee/index.php?option=com_content&view=article&id=874&Itemid=113)

Auf folgender Seite das bei der SHC2015 in Istanbul veröffentlichte Poster ([www.shc2015.org](http://www.shc2015.org), IEA Solar Heating and Cooling Conference in Istanbul, Turkey)





Hannes Poier<sup>1</sup>, Patrick Reiter<sup>1</sup>, Christian Holter<sup>1</sup>, Robert Söll<sup>1</sup>, Gerald Moravi<sup>2</sup>, Otwin Kreuzer<sup>2</sup>, Niels From<sup>3</sup>, Ernst Meißner<sup>4</sup>

**SOLID**  
S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solar-  
Installation und Design mbH  
Puchstrasse 55, A-8020 Graz  
www.solid.at

**E**  
Energie Steiermark AG  
Leonhardgürtel 10  
A-8010 Graz  
www.e-steiermark.com

**PlanEnergi**  
Jyllandsgade 1  
DK-8520 Skarping  
www.planenergi.dk

**Grazer ENERGIEAgentur**  
Grazer Energieagentur GmbH  
Kaiserfeldgasse 13/1  
A-8010 Graz  
www.grazer-ea.at

### Technical and economical feasibility study of integrating large-scale solar thermal systems into urban district heating

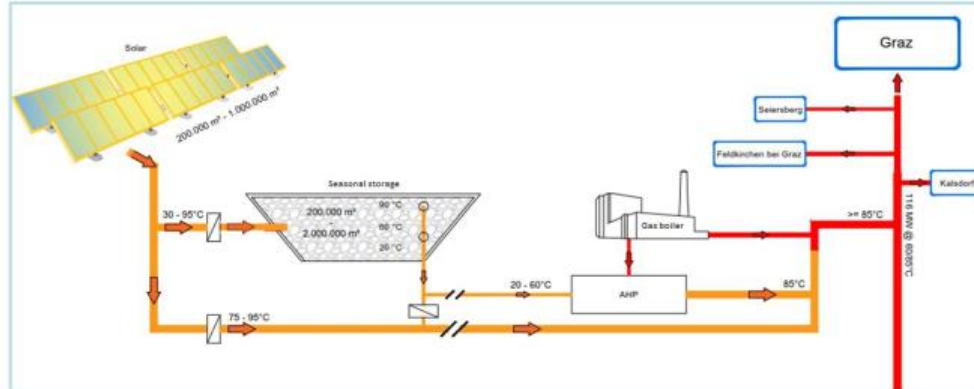
- ÷ Assessment of available land
- ÷ Dynamic simulation of energy balance
- ÷ Economic analysis
- ÷ Business case
- ÷ Project financing
- ÷ Legal framework

#### Targets

- ▶ Determine optimum size for solar system
- ▶ Competitive heat price (compared to Gas)

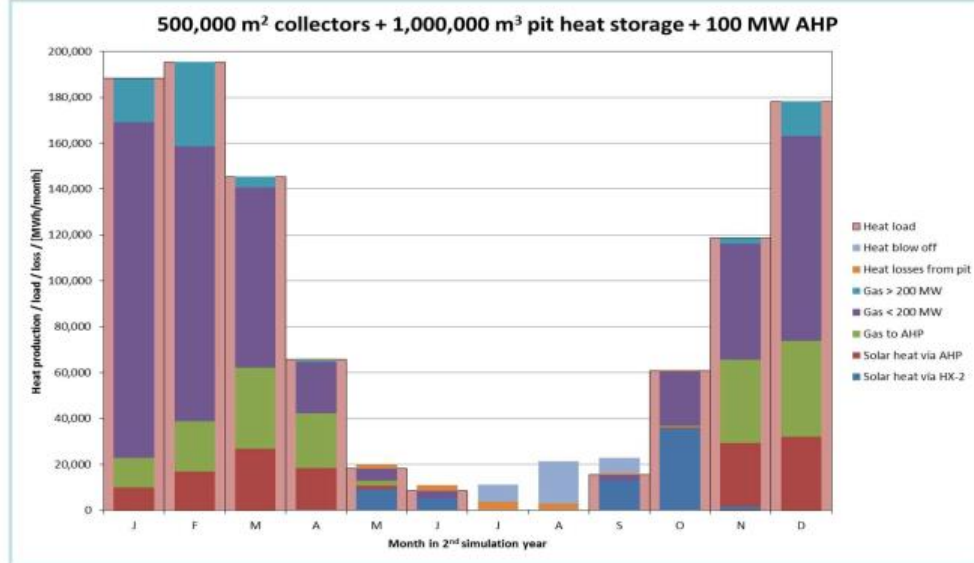
#### Concept

- ▶ Large-scale solar thermal plant
- ▶ Seasonal pit storage
- ▶ Absorption heat pumps (AHPs)
- ▶ Simulation scenarios up to:
  - ▶ 30% solar fraction
  - ▶ 1,000,000 m<sup>2</sup> collector field
  - ▶ 2,000,000 m<sup>3</sup> seasonal pit storage
  - ▶ Stack of AHPs: 100 MW



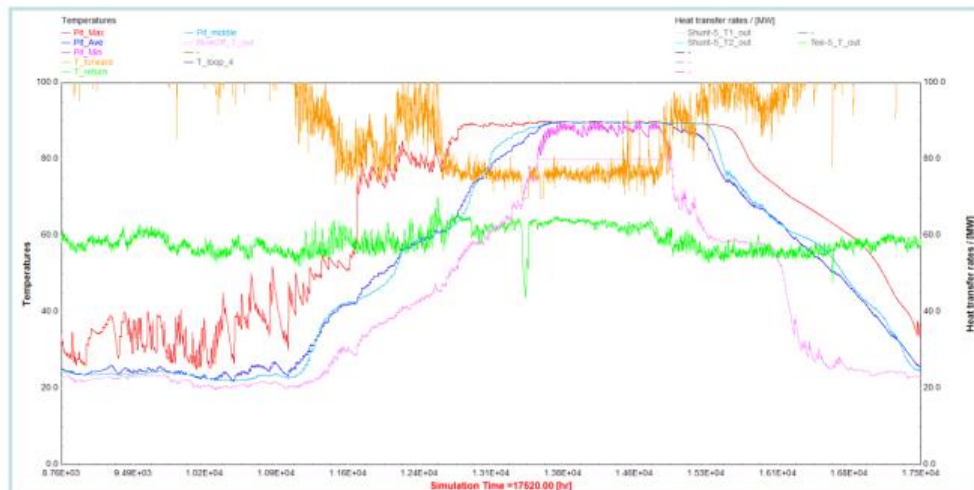
#### Current situation & boundary conditions

- ▶ DH covers 39% of the heat demand and will be extended up to 56% until 2030
- ▶ 1200 GWh/year DH demand
- ▶ > 80% covered by CHP power plants
- ▶ CHPs will be shut down due to economic reasons by the year 2020
- ▶ Working group for future DH supply was established 2014:
  - ▶ 13 Workshops, 200 experts
- ▶ Introduction of BIG Solar Graz concept



#### Intermediate results / indicative values

- ▶ Land for 500,000 m<sup>2</sup> solar collectors
- ▶ Potential location for pit storage
- ▶ Solar Heat: ~250 GWh/a (~ 50,000 t<sub>CO2</sub>/a)
- ▶ Heat price: 30 – 40 €/MWh



Developed in cooperation between S.O.L.I.D. and Energie Steiermark with support from PlanEnergi and Energy Agency Graz

