

Financial feasibility of using an electric steam boiler in a multifuel steam production set and providing grid flexibility

Author: Erik Wieringa

Graduation date: July 17th, 2015

Graduation program: Construction Management and Engineering
Eindhoven University of Technology

Graduation committee: prof. dr. ir. B. de Vries, Eindhoven University of Technology
ing. J. Dijkstra, Eindhoven University of Technology
drs. ing. J. van der Veldt, Eneco

Preface

This master thesis looks into the financial feasibility of using an electric steam boiler in a multifuel steam production set and providing grid flexibility, and concludes the final product of the master program Construction Management and Engineering. The research is conducted in collaboration with the energy company Eneco and the Eindhoven University of Technology.

Providing grid flexibility during the energy transition is a great challenge in the Netherlands. At the time I started on my graduation, I didn't have a lot of knowledge about the energy market and their developments. I really enjoyed working on this challenge and learned a lot about the energy markets and their aspects. I look forward to seeing any further developments on this topic and perhaps even a business case.

I would like to thank Eneco and all my colleagues. All of my Eneco colleagues were very open and always took time to explain something or help think about model problems. In particular I would like to thank Eric van Herel for helping me with his biomass knowledge. Most of all I would like to thank Joost van der Veldt, my Eneco supervisor. He was always very motivating and inspired me in several ways. We had a lot of brainstorm sessions during my graduation period for which I am very grateful.

I would also like to thank my TU supervisor Jan Dijkstra. He never gave me a setback and really gave me the chance to take the lead in my own research. He supported my writing in a very pleasant way and contributed to the quality of my writing.

I would also like to thank the experts from various companies that helped me in the development of the multifuel steam production set. Their contribution, in the form of expert interviews, created a good base for the subsequent analysis.

Finally, I would like to thank my parents for always supporting me in my study, my girlfriend for always listening to me and my friends for their advice and support. I would like to thank my friend Chris Kwikkers in particular for his contribution to the quality of my English writing and research check.

I hope you will enjoy reading this graduation thesis as much as I enjoyed developing it and that you will get excited about the topic.

Erik Wieringa,

July 2015

Contents

Management summary English..... 6

Management summary Nederlands 8

1. Research introduction..... 11

 1.1 Problem definition..... 11

 1.2 Research question 12

 1.3 Research design 13

 1.4 Expected results..... 14

2. The structure of a multifuel steam production set 17

 2.1 Conventional steam production 17

 2.2 The multifuel steam production set 18

3. The potential to achieve grid flexibility using electric power conversion in the Netherlands 21

 3.1 Introduction 21

 3.2 Future energy provisions 22

 3.2.1 Background..... 23

 3.2.2 Future developments 26

 3.3 Energy grid flexibility 29

 3.3.1 Flexibility ramping speed 30

 3.3.2 Demand and supply side management..... 30

 3.3.3 Flexibility volume 32

 3.4 Power-to-solutions 33

 3.5 Conclusion 34

4.	Financial feasibility of using an electric steam boiler in a multifuel steam production set and providing grid flexibility.....	37
4.1	Introduction.....	37
4.2	The conceptual model.....	39
4.2.1	Pre-interviews.....	39
4.2.2	Main interview.....	40
4.3.3	Conceptual structure.....	41
4.3	Research method.....	42
4.3.1	Model design.....	42
4.3.2	LP-model.....	44
4.3.3	Balancing capacity value.....	56
4.3.4	Capital expenses.....	60
4.4	Results.....	61
4.4.1	The LP-model.....	61
4.4.2	The balancing capacity.....	62
4.4.3	The capital expenses.....	63
4.4.4	Conclusion.....	64
4.5	Discussion.....	66
4.5.1	Future market expectation.....	66
4.5.2	Capital expenses.....	66
4.5.3	Model simplification.....	66
4.5.4	Future recommendations.....	66
5.	Conclusions.....	69
5.1	Research questions.....	69

5.2	Research relevance.....	71
5.2.1	Societal relevance	71
5.2.2	Scientific relevance.....	71
5.2.3	Beneficiary relevance	71
	References.....	73

Appendix 1; Interview conclusions

Appendix 2; Scripted expert interviews

Management summary English

Europe is changing its energy supply and is working on an energy transition. This entails implementing a lot of renewable energy sources which will cause unpredictable energy supply to penetrate the electrical system. Countermeasures for balancing the penetration of renewable sources can be taken in several ways. The Dutch heavy industry provides chances in the development of some of these ways. This graduation thesis looks at the development of providing grid flexibility using a multifuel steam production set in the Dutch heavy industry.

The Dutch heavy industry is profit driven and tries to minimize costs in its processes. Cost reduction opportunities could trigger movement towards renewable energy sources. Heavy industrial companies generate a lot of steam for production purposes. At this moment this steam is mainly generated using natural gas, which causes steam production costs to be dependent upon the gas price. Creating the means to generate steam using energy various sources could make steam pricing more stable and reduce costs.

Converting electrical power into another energy carrier can provide negative national balancing capacity. This negative balancing capacity can dissolve excess solar and wind penetration. The balancing capacity can be of value for companies in need of process energy, e.g. heat. The reserve capacity can raise profit of the company and, at the same time, improve grid stability. This graduation research combines the reserve capacity with low electrical spot pricing, gas, and bio sourcing to produce steam. Therefore, smart utilization of three different energy sources can lower costs. This resulted in an optimization for three different techniques and shows expected steam production costs for a Multifuel Steam Production Set (MSPS). The MSPS uses a bio boiler to produce the steam base load and uses gas and electricity to produce the fluctuations. The used source is dependent on the current market pricing of the commodities. The bio boiler use will reduce the CO₂ emissions and the electric boiler will contribute to grid stability.

Expert interviews showed various technical opinions regarding generating steam with alternative energy sources. The most evident techniques of providing steam in a MSPS would be: a bio boiler, an electric boiler, and a gas boiler. A Combined Heat and Power (CHP) will not be feasible due to declining electricity price. Furthermore, Mechanical Vapor Recompression (MVR) has high capital expenses and focuses on “steam optimization” rather than “steam production”. In the next step using Linear Programming (LP), the synergy of these various sources and techniques is studied. A LP-model shows how the techniques produce the cheapest possible steam according to the given boundaries. Results show that the bio boiler is a stable factor over various years due to the subsidy given by the Dutch government. In contrast, steam production using gas and electricity varies over a period of three years. This is because the prices of natural gas and electricity vary from year to year.

In addition to the LP-model, an analysis was performed on the value of balancing capacity. Shutting down planned electric boiler production can function as positive reserve capacity and starting unplanned electric boiler production can function as negative reserve capacity. Moreover, the balancing capacity will be used if the steam is needed and price incentives are under the production costs when using gas. The analysis then shows profit for the used balancing capacity and a cost reduction for the amount of gas costs, CO₂ costs, and Gas taxes. When steam is produced using excess grid power (e.g. reserve capacity) the production costs are lowered significantly. Moreover, the electrical balancing capacity also contributes to positive and negative national reserve capacity, with a yearly contribution of 5.6 - 9.6 GWh to negative reserve capacity and a 2.8 – 4.7 GWh contribution to positive reserve capacity.

Combined use of the bio boiler and the electric boiler shows a CO₂ reduction in comparison to gas fired boilers. Results of this research show that during the years of 2012-2014 there would have been a reduction in CO₂ of 21-22 Kton each year when using a MSPS.

Including the capital expenses in the analysis shows the total costs of producing steam. Comparing the steam production costs with a conventional gas installation, is favorable for the MSPS. The cost reduction varies from year to year, but shows a cost reduction every single year. The reduction in 2012 and 2013 was around 30% and the reduction in 2014 was about 20%. The average steam production costs over various years also show less extreme fluctuations than when gas fired boilers are used. This indicated that the MSPS is less sensitive to fluctuations in gas markets.

Using a MSPS needs an expert company to operate the different installations using intelligent IT-systems. This will reduce company influence on the production of the steam on which their company core business relies. However, the implementation of a MSPS could change steam production in the heavy industry because there is a large price incentive for switching to a MSPS. This graduation research shows that steam pricing during smart utilization of a bio boiler, an electric boiler and a gas boiler can result in cost reduction. Using a multiple multifuel steam production set in the Netherlands will reduce CO₂ emissions and contribute to the grid stability.

Management summary Nederlands

Europa verkeert in een energietransitie die grote gevolgen heeft op onze manier van energie opwekking. Overheidsplannen geven een indicatie van de hoeveelheid duurzame energie die de komende jaren wordt ontwikkeld. De plannen laten zien dat er vooral wordt ingezet op wind en zon energie. Het gevolg daarvan is dat de energiebalans minder voorspelbaar wordt aangezien de hoeveelheid wind en zon niet zijn te reguleren. Er is behoefte aan maatregelen die de gevolgen van veel wind en zon energie kunnen tegengaan. Hierbij kan worden gedacht aan grootschalige energie opslag of elektrische energie conversie. Een manier van energie conversie kan worden gevonden bij de Nederlandse procesindustrie. Dit afstudeeronderzoek kijkt naar de mogelijkheden voor het balanceren van het elektriciteitsnet door voor stroomproductie in de zware procesindustrie gebruik te maken van verschillende energiebronnen.

De zware procesindustrie in Nederland is erg kostprijs gericht en wordt dus aangezet om actie te ondernemen als er kosten bespaard kunnen worden. In de procesindustrie wordt veel stoom geproduceerd om processen te verwarmen. U kunt hierbij bijvoorbeeld denken aan het drogen van papier, het verwarmen tijdens een brouwproces of het schoonmaken van flessen. Op dit moment gebruiken de meeste bedrijven gas om deze stoom te produceren en zijn daarmee erg afhankelijk van de gasprijs. Het creëren van een manier om stoom te produceren terwijl er gebruik wordt gemaakt van verschillende energiebronnen kan de kostprijs reduceren en de volatiliteit, over meerdere jaren gezien, verlagen.

Onderzoek toont aan dat elektrische energie conversie kan fungeren als regelvermogen voor het balanceren van het energienet. Dit regelvermogen kan effecten van wind en zon energie opheffen en derhalve bijdragen aan een stabielere energievoorziening. Het regelvermogen kan, anderzijds, zorgen voor een kostenbesparing bij de zware procesindustrie door overcapaciteit op het elektriciteitsnet te gebruiken als procesenergie (bijvoorbeeld: warmte). Het regelvermogen zorgt dan voor een stabiel energienet en drukt tegelijkertijd de kosten van de zware procesindustrie. In dit afstudeeronderzoek wordt het gebruik van regelvermogen gecombineerd met lage marktprijzen voor elektriciteit, gas, en het inkopen van biomassa. Dit resulteert in een optimalisatie voor drie verschillende technieken en geeft inzage in de kostprijs van stoom als er gebruik wordt gemaakt van meerdere energiebronnen. Deze optimalisatie wordt in dit rapport benoemd als een: Multifuel Steam Production Set (MSPS). De MSPS gebruikt de bio boiler om de basislast van de stoomvraag te voorzien en gebruikt de gas en elektrische boiler om de overige fluctuaties op te vangen. De grondstof die dan wordt gebruikt is afhankelijk van de huidige marktprijzen. De bio boiler zorgt voor een reductie in CO₂ en de elektrische boiler draagt bij het stabiliseren van het energienet. Tot slot

zorgt de gasboiler voor een betrouwbare levering en een constante kostprijs voor de stoom productie.

In interviews met experts zijn de meest evidente stoom producerende technieken voor het gebruik in een MSPS naar voren gekomen. Dit zijn: een bio boiler, een gas boiler en een elektrische boiler. In een volgende stap, waarin gebruik wordt gemaakt van Lineair Programmeren (LP), wordt door middel van een model de synergie tussen de verschillende bronnen en technieken aangetoond. Dit LP-model geeft inzicht in hoe de goedkoopst mogelijke stoomproductie wordt verkregen binnen de gestelde kaders. De resultaten laten zien dat de stoomprijs van de bio boiler erg stabiel is over verschillende jaren dankzij Nederlandse subsidieregelingen en dat de stoomproductie van gas en elektriciteit erg verschilt over drie verschillende jaren. Dit komt doordat de prijzen van aardgas en elektriciteit erg verschillen van jaar tot jaar. Daarnaast heeft de volatiliteit van elektriciteitsmarkt een grote invloed op de jaarlijkse kosten.

Als aanvulling op het LP-model is er een analyse opgesteld om de waarde van het regelvermogen in kaart te brengen. Het afschakelen van geplande productie van de elektrische boiler zorgt voor positief regelvermogen en het opschakelen van de elektrische boiler genereert negatief regelvermogen. Het negatieve regelvermogen wordt gebruikt wanneer de kosten voor het gebruik van het regelvermogen onder "het omslagpunt met productie van gas" zitten. De analyse toont aan dat het gebruik van regelvermogen inkomsten genereert en een kostenbesparing voor gas, CO₂ en gasbelasting realiseert. De totale opbrengst van het gebruikte regelvermogen zorgt voor een significante verlaging in de productiekosten voor stoom. Hiernaast draagt het gebruikte regelvermogen bij aan een stabiel net. Het negatieve regelvermogen varieert tussen de 5,6 GWh en 9,6 GWh per jaar en het positieve regelvermogen varieert tussen de 2,8 GWh en 4,7 GWh per jaar.

Het totale gebruik van de bio boiler en de elektrische boiler zorgt voor minder CO₂ uitstoot ten opzichte van gas gestookte boilers. Resultaten uit het onderzoek tonen aan dat in de jaren 2012 tot en met 2014 ieder jaar tussen de 21 Kton CO₂ en 22 Kton CO₂ minder uitstoot is bij de toepassing van de MSPS.

Wanneer de investeringskosten ook worden meegenomen in de analyses, komen de totale kosten voor het produceren van een eenheid stoom aan de orde. In vergelijking met de productie van stoom door gas, zorgt de MSPS reductie van de kosten. De kostenreductie varieert van jaar tot jaar maar is structureel aanwezig. De kostenreductie lag in 2012 en 2013 rond de 30% en in 2014 rond de 20%. De gemiddelde kosten voor de productie met een MSPS geven over meerdere jaren een lagere fluctuaties dan productie door middel van gas. Dit laat zien dat de MSPS minder afhankelijk is van de fluctuaties van prijzen op de gasmarkt.

Het bedienen van een MSPS dient te worden gedaan door een speler met de juiste expertise. Dit komt doordat de verschillende bronnen aangestuurd worden op basis van prikkels uit de desbetreffende markten. Hiervoor dient tevens gebruik te worden gemaakt van slimme IT-systemen. Dit zorgt voor een reductie in invloed die het bedrijf zelf heeft op de productie voor stoom. Ondanks dat, kan door de lagere kosten van een MSPS de stoomproductie in de zware procesindustrie verduurzamen. Dit afstudeeronderzoek toont aan dat met slim gebruik van een bio boiler, gas boiler en elektrische boiler de productiekosten van stoom consequent verlaagd kunnen worden. Het gebruik van een MSPS zorgt daarnaast ook voor een reductie van CO₂ uitstoot en draagt bij aan een stabiel energienet.

1. Research introduction

In this research introduction, firstly the problem will be investigated in the problem definition. Next, the main question will be formulated based on the problem that has been defined in the problem definition. Also the research sub-questions are formulated to answer the main research question. The last section will describe the results that will be expected.

1.1 Problem definition

At this moment the society is aiming at making a more sustainable energy supply, which is often referred to as “the energy transition”. According to plans of the Dutch Government the Netherlands should be one of the leading European countries in the use of renewable energy sources by the year 2020. Renewable energy needs to be implemented in Dutch business culture to speed-up the process of achieving the Dutch goals. This research will focus on heavy production companies where a lot of power and steam is produced for production purposes. Heavy production companies often supply a large part of their own energy for which they use large steam generating assets (Bruyn, Koopman, Lieshout, Croezen, & Smit, 2014).

The Dutch industry uses over 28% of the total Dutch energy consumption in 2010. Wholesale consumers used over 72% of the total gas consumption in 2010 of which 20% was converted into steam and electricity (Netbeheer-Nederland, 2011). This massive consumption is created by only 4% of all businesses in the Netherlands (ECN, 2014). These key numbers give an indication of the amount of energy used versus the amount of businesses in the industrial sector. Most energy is used running production processes of industrial businesses. This means that the largest potential is in the heavy industry.

This research will focus on grid flexibility rather than implementing more renewables in the heavy industry. The reason is that we are in an energy transition towards using more renewable energy. In relation to this transition the electrical grid volatility is growing. The focus in the Netherlands is on integrating more wind energy which will cause excess power peaks in the electrical grid. This results in a less reliable energy supply for the Netherlands (Haas, Lettner, Auer, & Duic, 2013). Tennet is the Dutch Transmission System Operator (TSO) and is responsible for a reliable electrical power supply in the Netherlands. Because future energy supply will be less reliable and more volatile, Tennet needs to generate more flexibility in the Dutch power grid. This means that the generated wind- and solar-power can actually be used during peaks of renewable energy supply. Some ways of creating this flexibility are storing the excess energy in large batteries or converting it into another kind of energy carrier. Converting the excess energy into another energy carrier has better efficiency than using batteries. Because of the huge potential in the heavy industry, electrical driven steam boilers can be an option.

The heavy industry focuses on producing at the lowest possible cost. Using the excess wind power for the production of steam is called “power to steam” (P2S). In order to use this P2S option, the industrial firm using the option needs to gain production flexibility. Because the heavy industry will only react on price incentives, the P2S solution should be financially beneficial in comparison to current solutions. Moreover, the future scenarios for excess wind power should be favorable and the feasibility of the electric boiler should be beneficial. Therefore this research will focus on future electricity scenarios and as a result the development of a model that should prove the feasibility of electric steam boiler.

Because the electricity price is too high, it is not financially feasible to use a single electric steam boiler for providing the necessary steam demand. Whether, profit could rise using the electric steam boiler at moments that financial benefits of using electricity are high. This is why this research will focus on a Multifuel Steam Production Set (MSPS). It means that this research will consider other valuable power resources for the production of steam and utilize these sources using market information. In spite of the multiple sources, the focus of this study will be committed to the production of steam using electricity. This is because electricity is a promising and substantial contribution to the current energy transition.

1.2 Research question

As stated in the problem definition, the energy transition causes large fluctuations in the electrical grid due to an increasing amount of excess solar- and wind-energy. These fluctuations will be less predictable than the current electricity supply, and demand some countermeasures in order to ensure supply reliability in the Dutch electrical grid. Countermeasures can be found in two different forms of flexibility: supply side management and demand side management. The supply side management of flexibility can be seen as an electricity plant that is able to generate additional power quickly. In this research, the focus will be on the demand side management of grid flexibility. When the electricity supply rises by means of additional solar and wind power, other energy sources should be shut down quickly or, in another cases, large quantities of power should be drawn from the electrical grid at high/instant speed.

Because Tennet is responsible for the reliability of our electricity supply, they have got the resources to create more supply or demand. Tennet uses this additional supply/demand flexibility according to the merit order (further explanation in the third chapter). Because Tennet will grant financial incentives for those who generate the needed flexibility, financial gains could be high enough to compensate the needed investment. In addition to this flexibility, the value of electricity fluctuates throughout the day, depending on spot market pricing. Strategic use of this price volatility could also result in financial benefits. These factors

could create the financial benefit needed for industrial companies to participate using flexibility.

Using price incentives for electrical fired boilers instead of gas fired boilers could contribute to grid balance, and also result in financial benefits for the participating companies. The financial profit is dependent on future scenarios of renewable energy and on the possible techniques. This results in the following research question:

“Can electrical grid flexibility be financially feasible using a multifuel steam production set?”

Because this question does not only focus on electricity, the research will also focus on a Bio- and gas- boiler. Moreover, the gas market information, biomass information, subsidy information and additional technical information is needed to complete this research. Because the most complex and also most promising source is electricity, the focus will be towards electrical systems and electricity market scenarios.

In order to answer the main research question, the following sub-questions need to be answered:

- 1. What techniques/sources are most evident to use in a multifuel steam generation set?*
- 2. What are the relevant markets and how will they develop?*
- 3. What synergy is there between the different techniques based on historical market data?*
- 4. To what extent does the unbalancing pricing, granted by Tennet, make a difference?*
- 5. Is the multifuel steam generation set financially feasible including the capital expenses?*
- 6. How would the multifuel steam generation set have performed over the past years?*

1.3 Research design

The research is designed in three different stages (*Figure 1*). The first stage is creating a theoretical background by conducting a literature study. The literature study includes the knowledge about the electricity markets and different future scenarios due to renewable energy. The information gathered in the first stage will be used in order to determine the future of the multifuel steam generation set.

The second stage is about acquiring information about different steam generating techniques. In order to set-up the steam generation set, existing techniques will be used. Experts are consulted to obtain this information. An interview framework is created using pre-interviews and the acquired information from the first stage. The main interviews should give insights in new techniques and other possibilities. The interviews should result in the most evident techniques to use in a multifuel steam generation set. The technical information will be used in a conceptual model.

The final stage is creating the research model. In this stage the information of the previous stages is used to form conclusions. First the conceptual model from the interviews is validated. The validation is based on the principle of linear programming and will model the functionality of the multifuel steam production set throughout one year. The model will simulate the synergy of the different techniques. Results of the model will be used in the unbalancing analysis. Results of the multifuel model and the results of the unbalancing analysis are combined with the capital expenses to come to the marginal steam costs.

All different stages play an important role to get to the results.

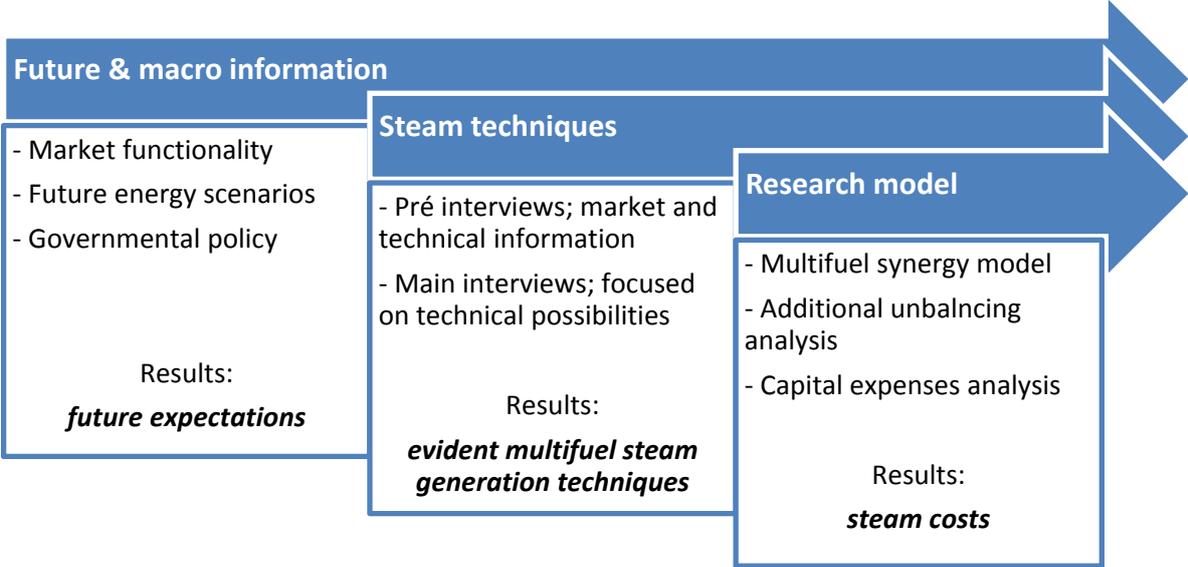


Figure 1: Research design visualization

1.4 Expected results

The energy market is changing and future scenarios are hard to predict. The Dutch heavy industry is the country’s largest energy consuming sector, and could have large contributions in the energy transition. Therefore, this research aims at finding a way to stimulate heavy industry to aid in this transition.

It is expected that all the governmental goals will aim at a carbon neutral society. At this moment we are in a transition toward this carbon neutral society. The speed in which the transition will develop is dependent on several macro factors. Results of the literature study are expected to show that investments in renewable energy will be more profitable in the future.

Although there are a lot of techniques that can be used in a multifuel steam generation set, the most obvious techniques are: electricity, biomass and gas boilers. This is due to subsidy, reliability and production costs. It's not expected to encounter any other innovative techniques that can contribute in this system.

Making use of different techniques and sources should result in favorable cash flow in comparison to conventional methods. It is expected that the use of excess wind power could make a significant difference in the costs for producing steam. The use of a multifuel steam generation set is not widely considered and bears large risks, the industry might not take these risks. The expectation is that, using a multifuel steam generation set in the heavy industry will improve grid balancing and generate financial benefits for the end user.

2. The structure of a multifuel steam production set

The main research question is: “Can electrical grid flexibility be financially feasible using a multifuel steam production set (MSPS)?” This chapter describes the schematic multifuel steam production set. But before coming to the added value and essentials of MSPS, first the conventional steam production set will be described.

2.1 Conventional steam production

Steam is not only used for generating electricity but is widely used for heating purposes in several heavy industrial sectors. Some of these sectors are (Bruyn, Koopman, Lieshout, Croezen, & Smit, 2014): the food industry, the paper industry, and the chemical industry. Steam is often generated at one specific point on the company terrain and it is then distributed throughout the company using a piping grid. When a company has different heating processes the steam grid is used to heat each individual process. The combined demand of the different processes within a company will result in the company steam demand. Supplying the demand is done using several installations. The bulk of the steam base load is generated by the boiler with the highest efficiency. This is correlated with high capital expenses and low marginal costs. The other boilers have lower capital expenses and have higher marginal costs. A steam

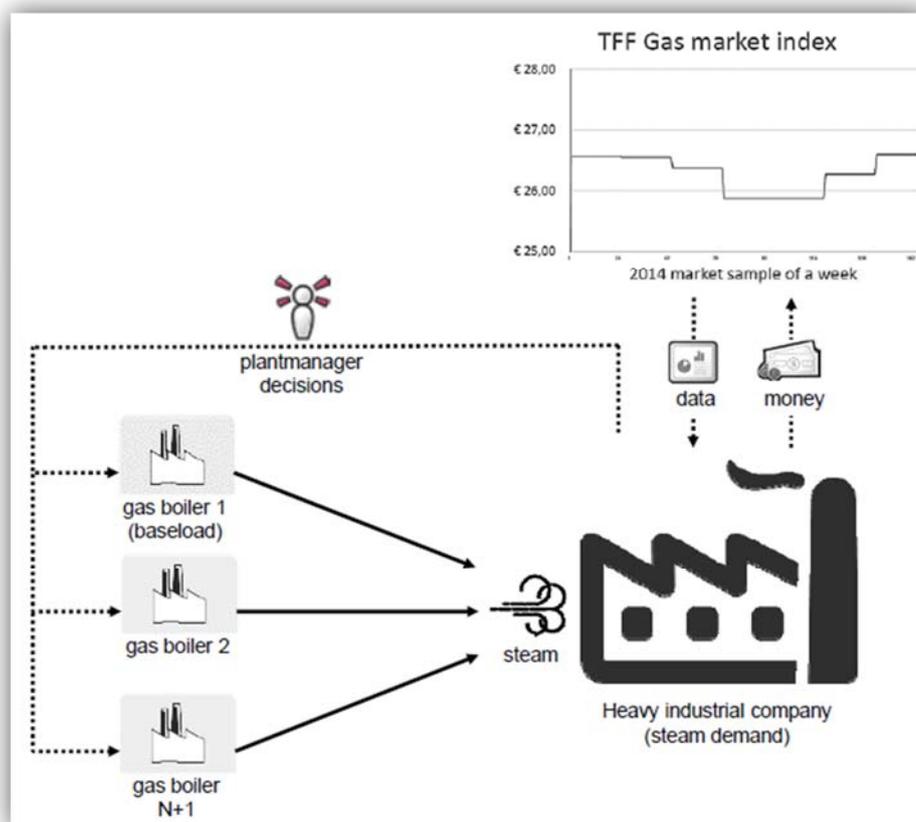


Figure 2: Schematic conventional steam production set

production set is always designed with an overcapacity. The overcapacity is at least equal to the base load. Therefore, one of the boilers can be shut down for maintenance, or in another case, have a malfunction without shutting down any production processes. The principle of this steam production set is shown in Figure 2. More information due to industrial steam production can be found in the literature (Bruyn, Koopman, Lieshout, Croezen, & Smit, 2014).

In this conventional scenario, the heavy industrial company provides its own steam. Therefore they buy gas from the Title Transfer Facility (TTF) gas market and use this to fire their gas boilers. Here, the TTF gas market is a virtual market place where market parties are offered the opportunity to transfer gas to another party; gas that is brought into the national grid via an entry point can change ownership before it leaves the national grid at an exit point. In this system the heavy industrial company is relatively dependent on the price development of natural gas.

2.2 The multifuel steam production set

This research study looks into the costs of a steam production set and investigates the use of other sources to generate steam. In that case, this steam generation set isn't for 100% reliant on gas and is able to switch between different sources depending on the price of the source. A set of installation which use multiple energy sources to generate one steam demand is called a Multifuel Steam Production Set (MSPS). This research is conducted to find the most optimal solution for a MSPS and looks into the financial benefits in addition to the conventional system. Figure 3 shows schematically the expected model lay-out of the MSPS and gives an indication of the added value.

Being able to switch between different sources to fire different boilers, a heavy industrial company need additional market knowledge and intelligent IT-services. Figure 3 shows the use of three different sources for the production of a company's steam demand. The different sources are: gas, biomass, and electricity. The sourcing of natural gas is less intensive because pricing is simple and the TTF gas index has low volatility. For using biomass, an economy of scale in sourcing is lucrative. Because several energy companies already use biomass and therefore have sourcing divisions, using an energy company to do so would be profitable. The most complex market is the electricity market. Figure 3 represents the electricity market as one market, but in reality there is more to it. There are different markets covering different timespans (very long term, long term, day ahead). In addition to the different markets, there is a reserve capacity derived by the Dutch TSO. Expertise on this subject is essential and scouring should be done by an energy company for which it is core business.

The heavy industrial company would provide the energy company with the required steam demand a day ahead including the agreed pricing. It is the responsibility of the energy company to combine sources and comply with the required steam demand. The energy company will then have the incentive of producing at the lowest possible costs.

In order for a MSPS to be successful, an IT system should facilitate smart utilization of the different sources. This IT system should allow the energy company to switch between the different energy sources. Moreover, it should be possible for an energy company to do remote monitor and remote switching. This research study assumes that it is possible to design this IT system.

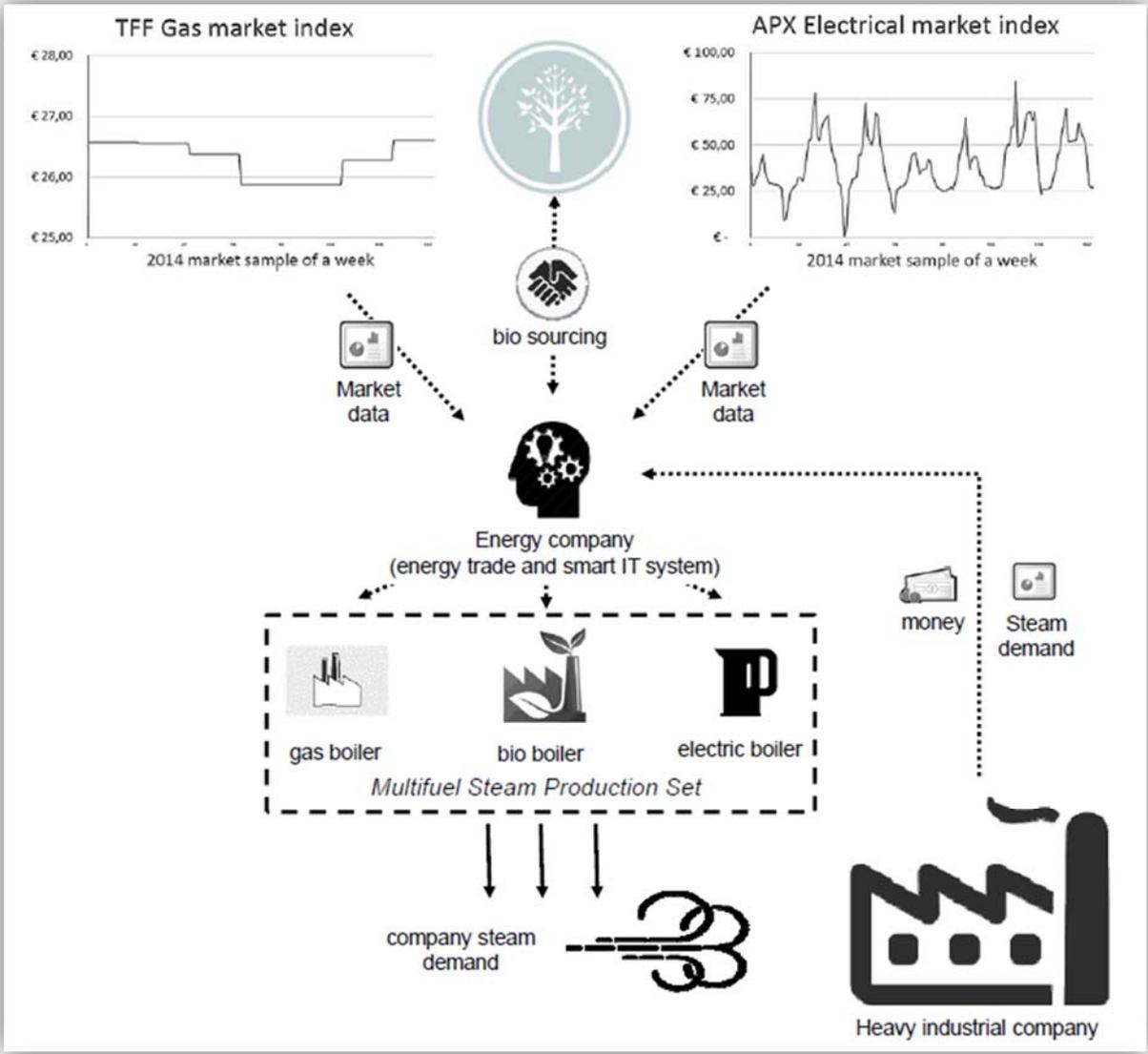


Figure 3: Schematic multifuel steam production set

3. The potential to achieve grid flexibility using electric power conversion in the Netherlands

Abstract

Europe is changing its energy supply and is working on an energy transition. Due to governmental plans, a lot of wind and solar PV energy will penetrate the electrical grid. The grid penetration of renewable energy will result in a fluctuating energy price and a growing need for reserve capacity. This literature study will look into the possibilities of power conversion providing national reserve capacity. Balancing capacity can be of value for companies in need of process energy, e.g. heat. The balancing capacity can raise company profits and improve grid stability in the energy transition. This literature study is fundamental knowledge for further research towards using an electric boiler in a steam production set.

Keywords: *electricity market functionality, future energy supply, grid flexibility, power conversion, power-to-solution*

3.1 Introduction

The use of renewables is growing and is supposed to trigger an energy transition in the upcoming decades. Securing our energy supply reliability during this energy transition is a complicated issue. This literature study will look into the future energy provision and (some) of its challenges. It includes gathering essential information about the following relevant topics: (i) the future energy provision, (ii) grid flexibility, and (iii) power-to-solution. Figure 4 shows how these different topics are related to each other. It also shows the focus on “power-to-steam” within the future energy provision and the narrowing of the focus point.

The first topic is the prospect of the future energy provisions. The future energy provisions are suspected to be sustainable. The most important sources in this section are the governmental intentions and objectives.

The second topic is about a minor part of the future energy provision and is called “grid flexibility”. The need towards reserve capacity is generated by the implementation of renewable energy. Moreover, wind- and solar-power are unpredictable sources and the Dutch power grid needs demand and supply side flexibility to create a reliable energy provision. This section will look into the total amount of flexibility needed and defines a market size for this flexibility.

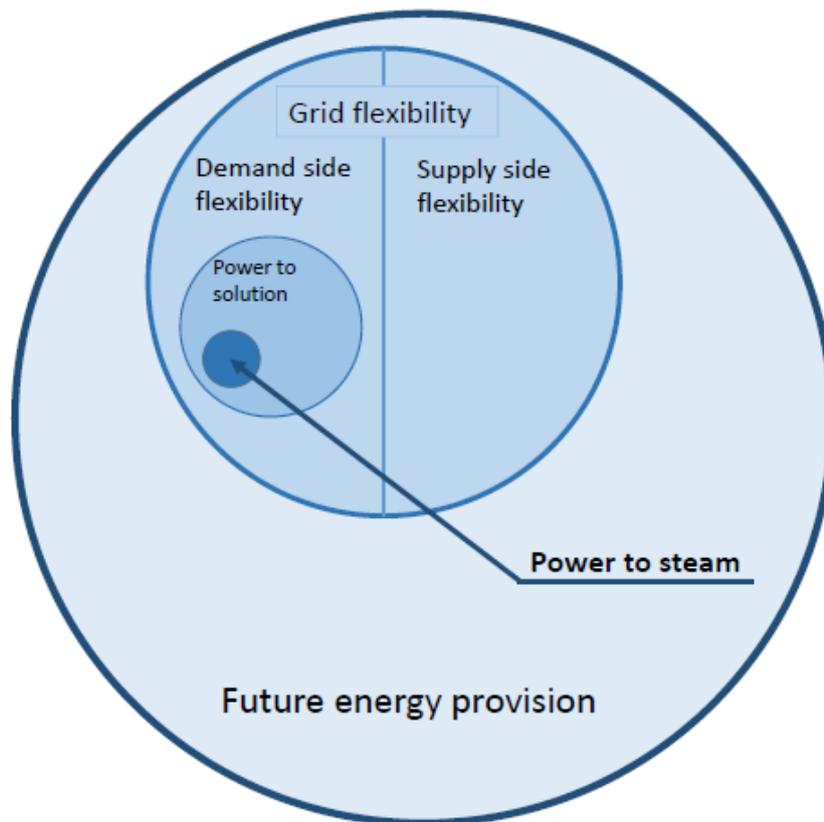


Figure 4: Literature study topics and relations

This research study forms the basics of a “power-to-steam” solution which means that power is converted to another kind of energy carrier. Therefore the third topic is about looking into other “power-to-solutions” and the effect of these sources. Although there are different “power-to-solutions”, this literature study will focus on power-to-steam. Because converting electrical power into hot water also uses the electric boiler principle, this literature study also focus on power-to-heat.

3.2 Future energy provisions

It is becoming generally accepted that we need a society which is less reliable on fossil fuels. Because individuals always choose for their own benefits instead of the larger whole, governments interfere in energy markets. The interference is done by means of subsidies towards renewable energy sources (RVO 2014, 2015). The financial benefits of these subsidies are large enough to make new business with renewable energy feasible. With more parties involved in renewable energy sources, societies are working towards an energy model with decentralized and sustainable energy sources instead of centralized fossil energy sources. The change that we are going through, results in a lot of challenges due to differences in forecasting and grid reliability. Overcoming these challenges and working towards the new

energy model for the whole society is called “*the energy transition*”. This section discusses the expected development of the energy transition and the challenges ahead.

3.2.1 Background

The European energy system is conventional and cannot be merged with renewables in a short time-span. To understand the situation and the challenges to overcome, a profound knowhow of the European energy system is needed. The current energy sector is based on four fundamental pillars (Jones, 2014):

1. The merit order model, creating real time production with the cheapest possible sources.
2. The economy of scale, enabling large energy suppliers to supply the gross of electricity.
3. Interconnecting demand areas in order to lower peak demands and gain reliability.
4. Combining these factors creates a self-sustaining market that lowers tariffs.

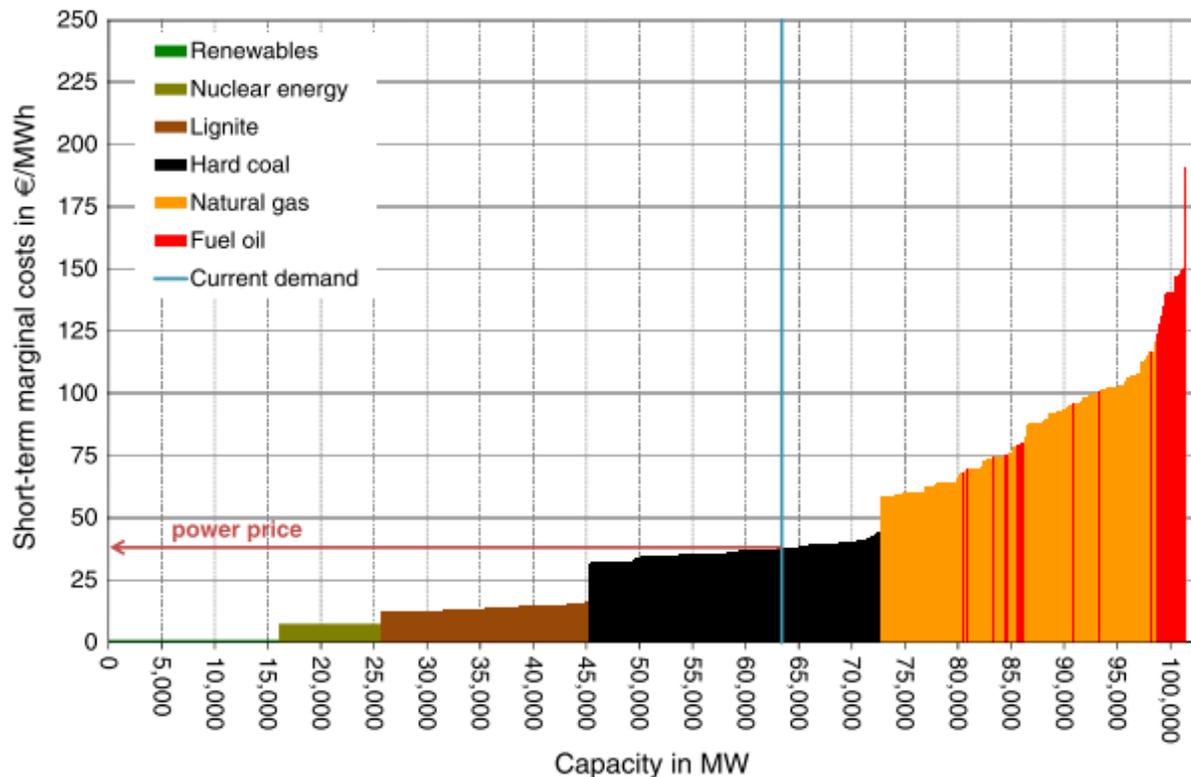


Figure 5: Stylized German merit order curve; source: (Cludius, Hermann, Matthes, & Graichen, 2014)

The electric market functions according to the merit order. This will cause the energy source, producing energy at the lowest marginal cost, to be active. This is with the exception of some “must run” situations created by production processes or subsidized plants. When preserving the whole energy reserve and arranging the installations on lowest marginal cost per

Megawatt, the merit order is created. Depending on the national energy demand, the price per Megawatt will be determined by the merit order curve (Figure 5).

As shown in Figure 5, the largest production sources in Germany are coal and natural gas (this is the same in the Netherlands). Most of these sources are large centralized production units using the economy of scale. Which means that average costs drop when scale increases, driven by a declining marginal cost as the plant grows. The large scale of energy plants are price driven. When the marginal costs exceed the current market price, they will start producing. The electricity market is instantaneous, meaning that the electrical input must also be the electrical output. This causes for some complexities in the market system as the markets are based on forecasts.

The electricity price fluctuations can be found in several markets. Depending on the time characteristics and associated products, electricity can be bought in one of the markets shown in *Table 1*. The APX-ENDEX provides the electricity exchange services for the Netherlands, UK, and Belgium. They provide the means for all market participants. These market participants are mainly energy suppliers. The day before actual gas and electricity use, the energy suppliers create a portfolio of all the energy they expect to buy, sell, and generate. The energy suppliers tend to optimize their portfolio corresponding to market pricing and the merit order. Portfolio mismatch has financial consequences obliged by the Dutch Transmission System Operator (TSO).

Table 1: Different markets, timespans and volumes; source: (Boots, 2011)

Market	Time period in advance	Market volume 2010
<i>Spot market (APX-ENDEX)</i>	Day ahead, intraday in hourly strips	34TW
<i>Future markets (APX-ENDEX)</i>	One month up to three years	25TW
<i>OTC market (APX-ENDEX)</i>	One hour up to years	
<i>Bilateral market</i>	One hour, up to years	42TW
<i>Reserve capacity</i>	15 minute bids	*

* Volume not included in source

As stated before, electricity has a complex trading system. When electricity is used, grid input must be the same as the grid output. The markets in *Table 1* show how trade is done. A market participant will make a forecast about his portfolio. This includes expected sales, purchase, and generation of electricity. This forecast will first be done roughly on the future markets. On the future markets large time slots can be bought. These timeslots will get more nuanced when the moment of actual use of the electricity will approach (Boots, 2011). When the moment of actual use approaches, more nuanced timeslots can be bought or sold on the day-ahead market. This market will “close” at noon the day before the actual use. Market participants can buy or sell electric timeslots of one hour (Boots, 2011). All market players will

benefit from matching their portfolio to the actual use. Because the portfolio is based on forecasts, market participants can use the intraday market to further specify their portfolio. This is done up to 90 minutes for the actual use (Boots, 2011).

This market principle is used in many countries but needs an overseer to prevent a power black-out due to grid overload or under voltage. This is why each country has one or more TSO's. The TSO has 2 general tasks (Houmøller, 2014):

1. Own and operate the transmission grid (i.e., the high-voltage grid).
2. Maintain a balance between supply and demand. Hence, the TSO is responsible for the consistency of supply.

Because the TSO is responsible for the consistency of supply and the balance between supply and demand in the electrical grid, they are enabled to buy "Balancing capacity". Balancing capacity is needed to stabilize the grid. Balancing capacity can be positive or negative, which means: supplying extra grid power or supplying less/extracting grid power. The Dutch TSO uses the balancing capacity fill in the total needed national reserve capacity. Every market participant with more than one grid connection is responsible to live up to their own trading portfolio. This is referred to as Program-Responsible Party (PRP). When a PRP does not live up to its portfolio, the TSO will come up with financial consequences. The capacity needed to discard the discrepancy is than bought by the TSO from the balancing capacity. The balancing capacity works according a single buyers' market. Moreover, the TSO can fulfill its responsibilities by using the capacity generated by the sum of all the PRP's. The TSO also uses the balancing capacity to solve transmission limitations and for the optimal use of international grid connections (Boots, 2011).

The balancing capacity works with the inputs of market participants. Market participants can offer the available capacity that they can produce less or more than their own portfolio at a particular moment. There are two types of market participants deploying on the balancing market: passive and active participants. The passive participants are obliged to offer capacity because they are a PRP. The active participants can be distinguished in players with reserve capacity contracted on an annual basis and players without capacity contracted. The TSO in the Netherlands is obliged to contact a certain amount of negative and positive balancing capacity. Finally, The balancing market exists of various timeslots with different MW/h pricing. Based on the merit order the TSO selects the cheapest balancing capacity (Boots, 2011). If a participant can offer low priced (downward or upward) capacity, it can generate profit from this market.

The balancing capacity is dependent on the forecasts of the sum of all the participants' portfolios. Forecasts will get less reliable with more renewables getting implemented. This is

because wind and solar PV power fluctuations are hard to predict. This will make this market more volatile and additional flexible capacity is expected to be needed.

3.2.2 Future developments

Working towards the energy transition, the whole existing energy provision will go through some changes. This is mainly because the current electricity markets are reliant on predictions and output of renewable energy is less predictable. The energy transition is supported by EU- and national Governmental goals to stimulate it (SER, 2013). To ensure that the energy goals in the Netherlands are met, the national government provides large sums of subsidy and makes additional regulations in order to make the transition swift and successful. The government states that the essence of this new policy is: (i) To ensure the transition to a cleaner energy supply, (ii) Create economic perspective in the energy sector, and (iii) Securing a reliable energy supply. An important assumption the government makes is that renewable energy plays an important role as future energy supply and that investments in renewable energy have more social benefits than social costs (EZ, 2011). The governmental policy has the following 10 important focus areas to stimulate the energy transition:

1. Reducing energy consumption.
- 2. Increasing the amount of renewable energy.**
- 3. Stimulating decentralized renewable energy.**
4. Preparing the energy grid.
- 5. Creating a functional European system for emission exchange.**
- 6. Closing coal fired plants.**
7. Mobility and transport.
8. Labor market perspective and education.
9. Stimulating marketing for growth and export.
10. Financing renewable investments.

All these focus points will have effect on the way our energy is produced in the future. Moreover, the focus points 2, 3, 5 and 6 will have a large effect on the energy market and energy trade. Knowing that the goal towards renewable energy sources is to generate 14% of the total energy production using renewables by the year of 2020 and 16% by the year of 2023 (SER, 2013). Working towards these goals, the government will spend €1.4 billion to stimulate the production of renewable energy. In addition to this stimulation, the Dutch government aims to raise the capacity of produced wind power on sea from 1000 MW to 9700 MW in 2023 and wind power on land from 2533 MW to 6000 MW in 2020 (windenergie-nieuws, 2015). The governmental policy also states that they will close all of the coal fired plants by July 2017. This shows that more renewable energy sources are stimulated and conventional energy installations are shut down.

The government is discouraging carbon emissions using the Emission Trade System (ETS). The ETS is a market on which emission rights must be bought when a consumer produces carbon emissions. An installation has to contribute to the ETS when the installation is 15MW or above. Moreover the Dutch government is stimulating decentralized renewable energy using a subsidy regime. The Dutch policy has a lot of correlation with the EU policy. The total amount of public interventions in renewable energy in the EU is €40 billion (Alberici et al., 2014).

Denmark, the UK, and Germany are frontrunners when it comes to creating a workable policy. Because of their independence of the oil market, Denmark managed to have a 30% share of wind energy of its total electricity use (Lindquist, 2014). Denmark is producing more than 10 TW of wind power yearly (Houmøller, 2014). The Danish Grid is connected to the Baltic-Nordic grid which combines 7 national grids. Because the Baltic-Nordic grid has such a high penetration of renewable energy source and also has a high reliability factor, the Baltic-Nordic grid makes a good example for other countries (Houmøller, 2014). Like the Netherlands, all the EU countries have their own policy to simulate the increase the contribution of renewable energy. The mix of renewable energy is dependent on the area location. Solar power is more effective in the south of Europe, and wind is more effective on the western coast of Europe (Lindquist, 2014). Therefore the Dutch targets are focused on the production of wind power. Physically connecting the European grid could prove to be very beneficial for grid stability, e.g. excess grid power in one country could be used to drive load in another. The EU still needs to overcome some intergovernmental issues and create a market design that has a good split-incentive for involved countries (Lindquist, 2014).

The balance of the markets and the speed at which the TSO needs to adapt in order to secure grid stability is dependent on the speed in which renewable energy sources will develop. Rooijers et al. (2014) conducted a study in which five different future energy scenarios were modeled. The different scenarios are developed using the back casting method. The first step in this method is determining the final structure of the different scenarios. This is done using different predefined parameters and expert opinions. After defining the scenarios, they are compared on different fields of interest concerning the future energy provision. Although (Rooijers, Schepers, Gerwen, & Veen, 2014) does not focus on the electricity market in particular but on all energy used, it shows that there is no clear future perspective. *Figures 6-8* shows the different scenarios that were developed.

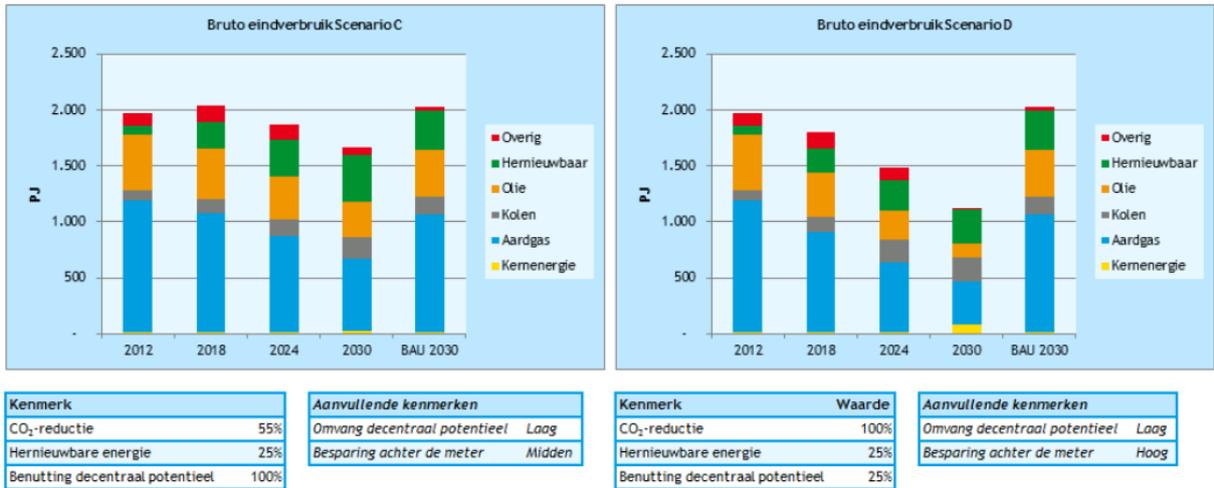


Figure 6: Two future energy user scenarios; source: (Rooijers, Schepers, Gerwen, & Veen, 2014)

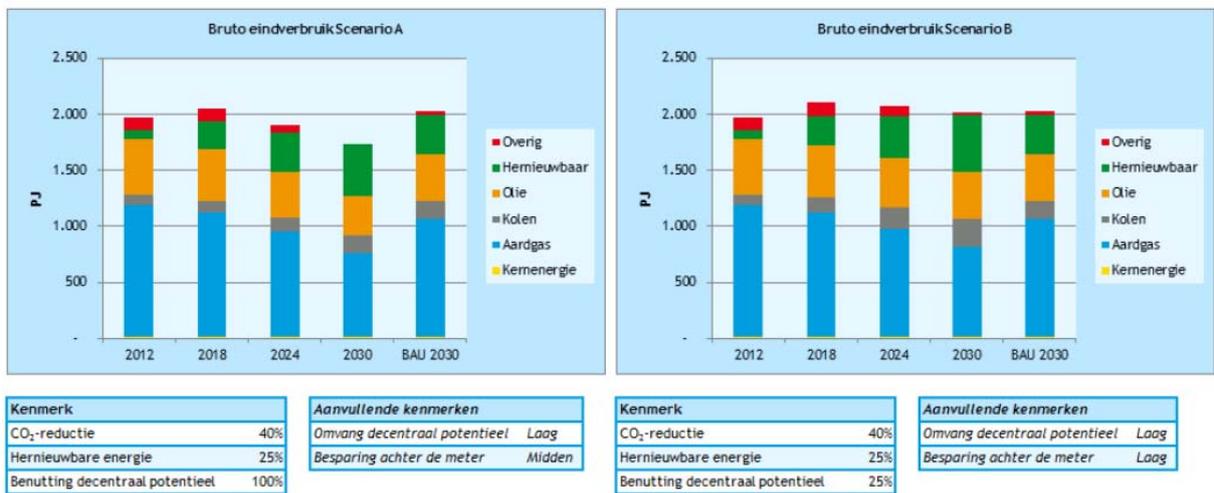


Figure 7: Two future energy user scenarios; source: (Rooijers, Schepers, Gerwen, & Veen, 2014)

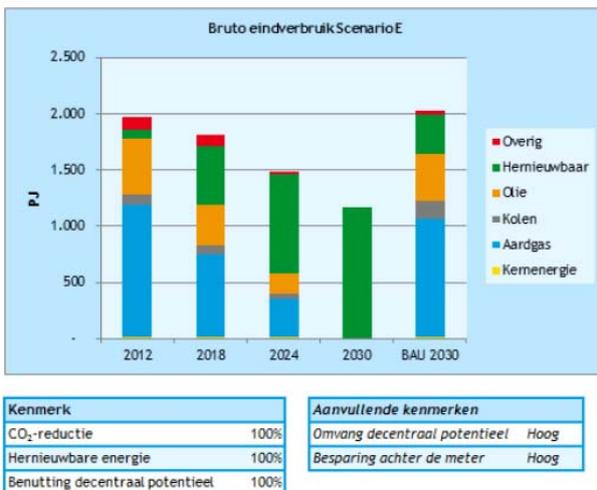


Figure 8: Future energy user scenario; source: (Rooijers, Schepers, Gerwen, & Veen, 2014)

Rooijers et al. (2014) describes different scenarios and tries to capture future developments. It is a fact that the energy transition will reform the whole energy system. However, impact on the electrical grid is hard to predict. Rooijers et al. (2014) does state that electricity will get a more prominent role in the heating and mobility sectors than it has now. Moreover, energy efficiency measures continue to grow and the use of fossil fuels will decline. Because centralized fossil fuel power plants will lower in national production volume and will make place for more decentralized and more fluctuating energy sources. Haas et al. (2013) shows that more renewable energy sources will cause more price volatility on the electricity markets. The effects on the pricing of the electricity markets are (Haas, Lettner, Auer, & Duic, 2013):

1. Much higher price volatility from hour-to-hour and day-to-day.
2. Higher prices for electricity from fossil capacities and storage technologies for balancing the intermittent renewable generation.
3. Growth of balancing markets and intensified competition at the level of decentralized balancing organizations.

3.3 Energy grid flexibility

The Dutch government has stated that at the end of 2030 a lot of renewables should be implemented (SER, 2013). The large deployment of wind capacities in the Netherlands has two major impacts on the Dutch electricity grid (Bertsch, Growitsch, Lorenczik, & Nagl, 2014). Firstly, the electrical grid should be flexible enough in order to resolve the voltage volatility. This is called the grid flexibility and is defined by Huber et al. (2014) as: “the ability of a power system to respond to changes in power demand and generation”. Secondly, sufficient back-up capacity is needed for moments of low wind and solar power supply. This section will focus on the first aspect; resolving the voltage volatility in the electrical grid. Lund et al. (2015) separates “demand side management” and “supply side management” for grid flexibility. Furthermore, this section will focus on the demand side flexibility in particular.

The development of the energy transition, which is mandated by the government, forces the Dutch TSO to come up with price incentives for the activation of flexibility. Advanced battery technology often draws attention and looks to be the solution to the flexibility problem. However, the high costs of batteries do not allow batteries to be used on a large scale and limits the use of batteries to smaller applications (Lund, Lindgren, Mikkola, & Salpakari, 2015). In demand side managerial solutions, electrical conversion is used in various processes. This conversion is called power-to-solution and converts electrical energy into another energy form. Some example of power-to-heat are converting electrical power into: process energy, into heat for direct use, or transforming it into gas. These power-to-solutions are still in

development and have large potential. The success of these power-to-solutions is hard to measure because it is dependent on a specific case.

3.3.1 Flexibility ramping speed

Ramping is the speed at which the production level can be adjusted. The ramping speed at which the grid needs to lower voltage is the speed at which flexibility should react. Figure 9 shows an example of grid volatility influenced by renewable energy, and therefore gives an indication of the ramping speed needed. The Dutch TSO has specific requirements for the reserve capacity they acquire (Tennet, 2004). There are three major factors that influence the future ramping flexibility (Huber, Dimkova, & Hamacher, 2014).

1. Amount of variable renewable energy penetration.
2. The mix of energy provisions.
3. The geographic system (grid) size.

Combining the three factors, reserve capacity will increase strongly in systems with a combined solar and wind power contribution of more than 30% of which 20-23% is solar power. Moreover, extreme ramps occur especially in smaller regional grids rather than in large national grids (Huber, Dimkova, & Hamacher, 2014).

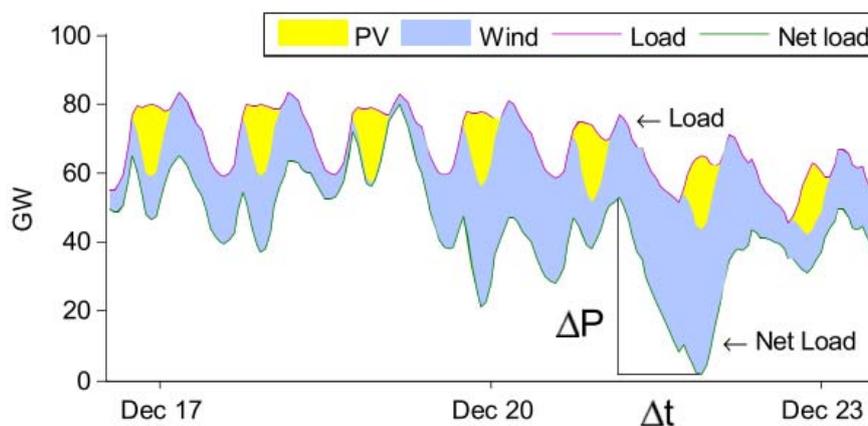


Figure 9: Indication of ramping with large shares of wind and solar penetration; source: (Huber, Dimkova, & Hamacher, 2014)

3.3.2 Demand and supply side management

Supply side management is simply adjusting the production level of energy plants with a given amount of ramping. The level of ramping is a technical property and is different for each type of installation, e.g. a large coal fired plant can't ramp as fast as a small gas fired plant. However, ramping is not only a technical aspect. Ramping at the maximum ability of an

installation is also an economical consideration and could add up to large maintenance costs. These costs can be summarized as (Dijkema, Lukszo, Verkooijen, Vries, & Weijnen, 2009):

1. Smaller lifespan (which will result in higher capital expenses).
2. A raised chance of down time due to malfunction.
3. Higher fuel costs (due to machinery cooling down and starting up).
4. During the ramping times, the installation will not use the optimal efficiency.

New demand side management equipment is designed for ramping very fast. Demand side management can be divided into several ways of applying grid flexibility: Flexible load shape, peak shaving, valley filling, load shifting, conservation, and load growth. These different forms of Demand side management are visualized in Figure 10.

Demand side management can be done in several financial constructions and can be done by anyone who wants to participate in it. Demand side management needs a certain investment (equipment) in order to convert power into another energy carrier. The product made by that certain investment will generate income. Although income can be created using the flexibility needed by the Dutch TSO, using low spot market and day-ahead market pricing could also favor the business case. Knowing that the implementation of wind power lowered the spot market prices (Cludius, Hermann, Matthes, & Graichen, 2014), incentives for investing in these technologies could rise. Cludius et al. (2014) showed that using a near-term forecasting tool for merit order effects, this incentive will grow even further in 2016.

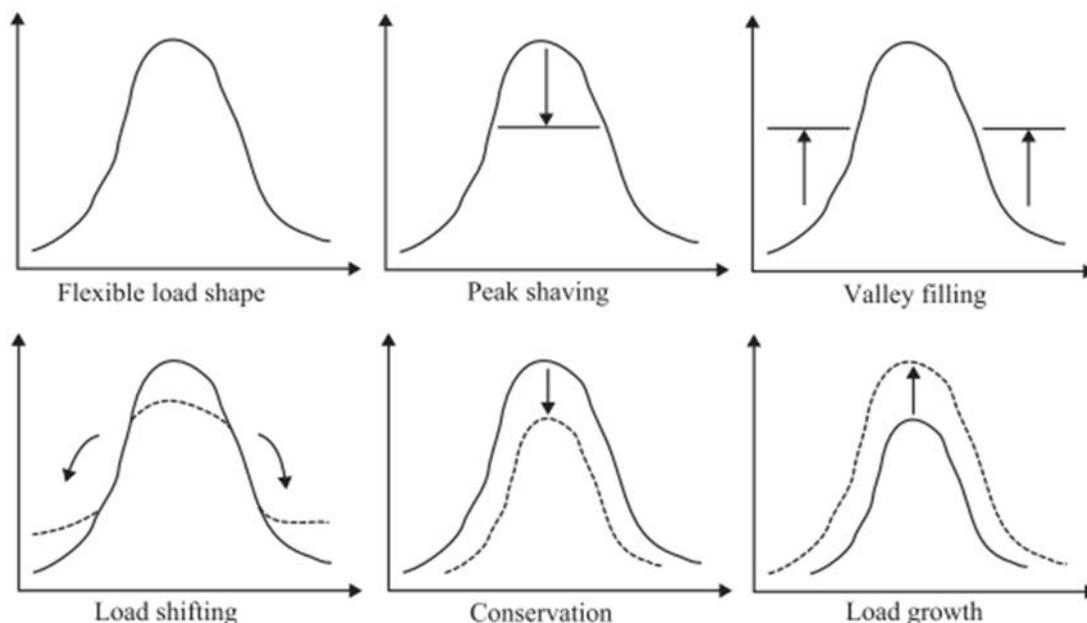


Figure 10: Categories of demand side management; source: (Lund, Lindgren, Mikkola, & Salpakari, 2015)

3.3.3 Flexibility volume

The load of conventional electrical capacity is reduced as renewable energy generation increases, which leads to more grid volatility. If Germany and the UK succeed in the development of their renewable target, Germany and the UK will have respectively 50% and 70% of fluctuating renewables in 2050. In comparison with 2014, the spread of hourly change increases by 50% and 100% for respectively Germany and the UK (Bertsch, Growitsch, Lorenczik, & Nagl, 2014). This will result in extreme hourly changes of the grid power supply and could reach up to peak load of 40.000MW in the UK due to high wind penetration. Other countries, which a more balanced energy portfolio, will reach changes up to 20.000MW. The reserve capacity needed in Germany and the UK, reaches over 10.000MW in some hours, given that 10% of the energy mix is provided by renewables (Bertsch, Growitsch, Lorenczik, & Nagl, 2014). Figure 11 shows the yearly full load hours and the spread of the installed renewables in different countries, to give some perspective.

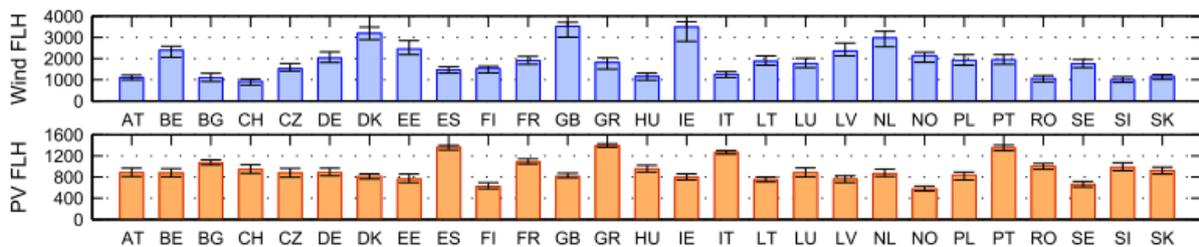


Figure 11: Average onshore wind and solar PV full load hours per year over the period 2001-2011; source: (Huber, Dimkova, & Hamacher, 2014)

As stated before, the volume of flexibility is dependent on the amount of renewables in the electrical grid. Moreover, installations in a must-run situation also influence the volume of demand side management flexibility. A must-run situation is created when an installation can't shut down in any case, e.g. a Combined Heat and Power (CHP) producing steam for a certain process and supplying electricity as a by-product. In case there is a lot of must-run power and there is also a lot of renewable power, there will be overload and energy will be lost. Hirth (2015) showed that, based on German data, the generated national must-run power is on average 34 GW. However, there is a large fluctuation around this amount. The must-run power will fluctuate between 20GW and 49GW depending on the seasons and the time of day. Although it is expected that the amount of must-run power will lower due to economic and technological development, Hirth (2015) also showed that there is an increase in must-run power since 2012. De Buck et al. (2014) shows that a large part of the must-run exists of CHP's and that these CHP's do not have a broad application in the future. This is due to a declining electricity price and a growing CO₂ emission price. Based on these contradicting studies, expectations are that the amount of CHP's will decline, because their feasibility will decline further.

3.4 Power-to-solutions

Demand side management can be done using a power-to-solution. This means converting excess wind and solar PV power into another energy carrier. In a Dutch research consortium, consisting of private parties and the TU Delft, an exploratory study was done toward power-to-solutions in the Rotterdam harbor (Stikkelman & Lans, 2014). The study uses two case studies on which a risk and financial analysis is performed. The cases included two techniques: parallel steam production by electricity or natural gas and using electricity for the production of methanol from CO₂ and H₂ (Olah process). Even though, the study is exclusively exploratory, Stikkelman & Lans (2014) stated that there is a potential of using excess wind power.

Figure 12 shows the price-duration curve of the electricity spot price of Denmark including the “margin tipping point” of using power-to-solution. The margin tipping point is the value at which producing which electricity is advantage over producing with gas. The area in Figure 12 bound by the curve and the margin tipping point, shows the potential of power conversion. The price curve in figure 12 does not include the unbalancing capacities of Denmark.

CHP installation are often used in the Heavy industry because of their high efficiency for combined heat and electricity applications. With a declining energy price, profits of these CHP’s will also decline. Having one of these installations can have a disadvantage when it is in a must-run situation. As these CHP’s generate the necessary steam, they also have the byproduct of electricity. Some CHP’s are successfully made flexible, making use of grid volatility. The CHP can then react dynamically to time-sensitive electricity prices. Mirta et al. (2013) Showed that the profit of making a CHP flexible could result in a profit between 5% and 20% depending on their parameters. This is not a Demand side flexibility option but it shows that smart utilization of the electrical system is possible and provides additional price incentives.

As well as in heavy industry, CHP’s are also applied in district heating systems on a large scale. District heating saves a lot of energy due to large scale boilers with high efficiency rates. The boilers generate hot water for heating residential property. Böttger et al. (2015) showed that using additional electric boilers, providing negative balancing capacity, could have positive results on economic costs as well as reduce CO₂ emissions.

A power-to-solution can have very fast ramping speed for capacity reservation (Stikkelman & Lans, 2014). The ramping is highly efficient in the application for reserve capacity. moreover, the techniques can also be used on spot markets. Using both procurement sources will result in cost effective management of the assets. Inderfurth & Kelle (2011) showed that combined sourcing at large spot market price volatility is superior over spot market pricing, even in the case of low average spot market pricing.



Figure 12: The price-duration curve of the electricity spot market price including the margin tipping point in €/MW for west Denmark for the year 2012; source: (Stikkelman & Lans, 2014)

Combining the facts, there seems to be a large potential for power-to-solutions. Sowa et al. (2014) made a multi-market operation schedule for different technologies in a virtual power plant. This virtual power plant focuses on power-to-steam and its functionality. The findings are positive towards a power-to-steam system and advises “developing a case study for a virtual power plant with grid constraints” as future work (Sowa, Krengel, Koopmann, & Nowak, 2014).

3.5 Conclusion

Europe is in an energy transition coping with a lot of challenges in reforming the total energy provision. This is the result of various governmental goals. Due to these European governmental goals, large financial incentives are created for investing in renewable energy. The governmental plans in the Netherlands state that coal fired plant should be shut down in the upcoming years and large sums of wind energy should be implemented. This will result in large unpredictable electrical penetration in the Dutch grid. Because the electricity markets are based on a complex system that relies on predictions, electricity supply uncertainty will grow.

It is obvious that the use of fossil fuels will decline and the substitute product will be renewables resulting a more volatile power grid. Power conversion installations could make use of this potential and contribute to balancing the excess wind and solar PV power

penetration. This reserve capacity has a certain value for the Dutch TSO and can make use of the fluctuating spot market pricing. The potential of smart utilization of these two sources is growing due to a declining spot market price, a growing electricity market volatility, and large and growing need for negative reserve capacity.

Smart utilization of several electricity sources has already been proven in the use of CHP's. even though, this is not electrical power conversion, it shows the potential of smart utilization of electricity sources. Other exploratory studies show the potential of using electric energy conversion into another energy carrier. Using power-to-steam is a new approach in the Netherlands and has potentially added value in a multifuel steam production set. This is a relatively new concept and therefore there is limited literature available on this topic. Moreover, the potential of using different electrical energy sources can deliver financial incentive and will also contribute in balancing the electrical grid.

4. Financial feasibility of using an electric steam boiler in a multifuel steam production set and providing grid flexibility

Abstract

The Dutch heavy industry has high potential for contributing towards an energy neutral society. This particular industry is cost-based and has high energy consumption rates. With a growing volatility in the Dutch electrical grid, the Dutch Transmission System Operator Tennet is in need of reserve capacity to compensate electrical surplus. Moreover, the Dutch government implemented a billion euro's subsidy regime in order to stimulate renewable energy. Exploring the most evident steam generating techniques and creating a marked based model, this research looks into using the two Dutch developments in an application towards the heavy industry. Expert interviews are used to explore the most evident steam generating techniques and linear programming is used to model the techniques in a multifuel steam production set. Results of the model are used for further analysis of balancing capacity value and capital expenses. Based on an anonymous company steam demand and historic market energy pricing it shows that producing steam with multiple sources can be financially favorable in comparison to conventional steam production using a gas boiler. Implementing a multifuel steam production set in the heavy industrial sector would have a positive impact on the environment and contributes to grid stability.

Keywords: *power-to-solution, multifuel steam production, grid flexibility, electric boiler, grid volatility, reserve capacity*

4.1 Introduction

In a rapidly changing energy market, we notice major changes in the national energy production. Implementation of wind-power and solar PV power cause large grid fluctuations (Haas, Lettner, Auer, & Duic, 2013). These fluctuations could cause power shut downs or overburdening. The Netherlands aims to develop large quantities of wind-power in the next decades (SER, 2013). These renewable energy sources are hard to predict in comparison to fossil fueled energy sources. The implementation of renewables will cause the electrical grid to be more volatile (Haas, Lettner, Auer, & Duic, 2013). The Dutch Transmission System Operator (TSO) is responsible for a stable and reliable electrical grid. The TSO is therefore authorized to shut down certain power plants or start up emergency power. The TSO has a rewarding system, according to a merit order, for any party who provides additional power reserve capacity or negative power reserve capacity.

The Dutch heavy industry produces a lot of steam which is mostly generated using gas (Bruyn, Koopman, Lieshout, Croezen, & Smit, 2014). With a rising and fluctuating gas price, using off-

peak and balancing electric power in order to produce steam could prove to be valuable (Stikkelman & Lans, 2014). The heavy industry is driven by sales and profit and creating an incentive based on cost reduction, could cause the heavy industry to change their steam producing assets and lower their emission.

The core objective of this research is to look at the possibilities for the Dutch heavy industry to contribute to the energy transition. At this moment most of the steam produced in the Dutch heavy industry is generated using gas, since gas is a reliable energy source that is relatively easy to regulate. Large companies use a few different steam producing techniques to meet their steam demand. These combined steam production techniques then form a “steam production set”. This steam production set is designed to generate the steam needed for a particular process with a certain degree of reliability and flexibility. It is quite common to have backup power, which means having a backup as large as the base load of the required steam production.

In the past few years, the business case for using a Combined Heat and Power (CHP) was very profitable (Buck de et al., 2014). The CHP was often used for supplying the base load. The steam generated by means of the CHP is used for production purposes, the generated surplus electricity is sold and transported over the electrical grid. With a declining electricity price, this business case is becoming less feasible resulting in a need for alternatives. With a lot of CHP’s installed in the Netherlands, there is a large potential market for substitute products. Furthermore, macro developments for national Dutch gas supply are in an ongoing political debate about decreasing the dependence on natural gas.

Due to the electricity price volatility there is a lot of potential for using electricity to produce steam at lower costs (Inderfurth & Kelle, 2011). Therefore this research will analyze different steam techniques using various energy sources to deliver a certain necessary steam demand. In an exploration towards the possibilities for the Dutch heavy industry, for contributing in the energy transition, this research study will show the potential of a Multifuel Steam Production Set (MSPS). Stikkelman (Stikkelman & Lans, 2014) showed the potential for using electricity price volatility in various processes. The focus of this study will be the electricity price developments and, consequently, making use of an electric steam boiler. The electric boiler will use two different supplies, namely: (i) the APX day ahead market, and (ii) the reserve capacity. Furthermore, this research will utilize the potential of biomass in the Dutch heavy industry making a few basic assumptions. The MSPS will therefore capture the value of the use of biomass, gas, and the use of the growing electric volatility.

In order to capture the available techniques and technical possibilities, this research uses expert interviews. Results of the expert interview show the most evident techniques for using in a multifuel steam production set. Using the interview results, a conceptual model is made.

The conceptual model shows the principle of the research model and will be verified below. In the following research phase, knowledge of different markets and a few assumptions resulted in a detailed model of the MSPS. This model is based on the mathematical optimization technique Linear Programming (LP). This LP-model runs different scenarios using historical market information and an anonymous company's steam demand. Results of this research show the potential of using a MSPS in the Dutch heavy industry and providing grid flexibility. Furthermore, an additional analysis is made to capture the value of the balancing capacity created by the electric boiler. Finally the capital expenses will be included and the resulting steam pricing data will be compared with that of a conventional system.

4.2 The conceptual model

The purpose of this research is to examine the financial feasibility of a Multifuel Steam Production Set (MSPS). Therefore, the following two topics are important, namely (i) the possible techniques and their specifications, and (ii) the historical movement and future development of several fuel markets. The next step is connecting these techniques and commodities in a LP-model that shows financial feasibility of the MSPS. Therefore, creating the conceptual model is divided into two tangible parts. The first part is qualitative research and aims at finding the most fitting techniques to use in a MSPS. This is done using structured expert interviews. The second part of this research is combining the different techniques and several commodity markets in a model to show the possible feasibility of a MSPS.

In the development of a MSPS, all possible and innovative techniques need to be taken into account. The most evident techniques need to be used in further analysis for development of a conceptual model. Therefore, a qualitative method is used to discover the most effective techniques in a MSPS. Therefore, the first part of the research uses expert interviews to conclude the framework of the most evident techniques. Pre-interviews are used to come up with the interview framework.

4.2.1 Pre-interviews

Before the interview framework was set up, pre-interviews were held. These were open interviews and were held with various experts with different fields of expertise. In total there were 15 pre-interviews. These pre-interviews aimed at providing the researcher with sufficient background information to make a framework for the additional expert interviews. The information resulted in an interview with pre-defined technical options.

Using the information gathered from these pre-interviews, the main interview got a focus on five techniques for producing steam. The five techniques were (i) a Combined Heat and Power (CHP), (ii) a gas boiler, (iii) an electric boiler, (iv) a bio plant, and (v) Mechanical Vapor

Recompression (MVR). This focus resulted in a closed interview that could be used on more experienced participants. Before this interview was used on these participants, a test interview was done with an expert to verify the questions used in the interview framework.

4.2.2 Main interview

The main interviews were conducted in a structured way using the information of the pre-interviews. All questions in the interview were closed questions and are bound to a particular technique. This would cause the participants to give tangible and focused answers. All the interviews were recorded and scripted (Appendix 2). The duration of the interviews varied between 40 and 60 minutes. Results of the interviews are used as a technical foundation for the rest of the research.

Analysis of the scripted interviews was done in a structured and stepwise manner. First the scripts were read and first impressions were captured using notes. The second step was “coding” in which all the scripted interviews were read again and relevant pieces were labeled. Third, categories were made based on the different interviews. These categories were structured in a table. Based on this information table the researcher found correlations between answers of different experts. The following can be summarized according to the interview analysis:

- 1.** Building a new CHP isn't feasible due to a declining electricity price. However, there are a lot of CHP's in production at this moment. A lot of them are shut down but some are in a “must run” situation. Existing CHP's could still be profitable (disregarding investment costs) when all heat and power is used for own production purposes only. In most cases, building a new CHP is not feasible and the feasibility will decline with the declining electricity prices.
- 2.** A gas boiler is “the standard technique” for producing steam in the Netherlands and is also widely used in the Dutch heavy industry. The Gas boiler has a fast production response time and is very reliable. It has low capital costs and high operational costs.
- 3.** Expert expectations point out that the current profitability of an electric steam boiler is minimal and there will be no profitability when “a standalone boiler” is used. The amount of feasible operational hours of an electric boiler is dependent on the low peaks in electricity markets price. These low peaks are too few. However, the potential of an electric boiler will continue to grow due to the growing demand of grid flexibility and the declining electricity price. An investment in an electric boiler will also need capital to finance an expensive enlarged grid connection. Moreover, when too many people use this flexible power, its value will decline and the market will saturate.
- 4.** A bio plant can especially be feasible when own waste streams can be used as biomass fuel. In other cases there has to be a need for low carbon footprint because there are

some downsides to the use of biomass. The downsides are: Need for a lot of space, supplying Biomass is time consuming, it has a slow response-time (ramping), it is dependent on subsidies, and it needs a lot of permits.

5. MVR is more an optimization technique than a power-to-steam technique. Since MVR is a very expensive technique, it needs a lot of operational hours to be feasible. Furthermore, MVR needs specific and sufficient waste steam (with low value) in order to be feasible.

Results of the interviews show the most evident technical possibilities. Considering the expert opinions regarding the techniques in relation to the multifuel steam production set, the following can be stated:

1. The gas boiler is the default option and makes the steam production set reliable. The gas boiler should be included in the model.
2. The CHP will have a negative financial effect as produced electricity is redundant and should be excluded from the model.
3. The electric boiler is most likely to have minimal profit but has a lot of potential with a declining electricity price. The effects of this Boiler are core of this study and it will therefore be included in the model.
4. The bio plant has a lot of downsides. Besides the downsides, the Dutch subsidy regime make this technique financially attractive (Lensink & Zuijlen, 2014) (RVO 2014, 2015). Therefore, a bio plant is included in the model.
5. MVR is an optimization technique and isn't an initial steam source. MVR will be excluded from the model.

Therefore, the model described in the next section makes use of a bio boiler, gas boiler and electric boiler.

4.3.3 Conceptual structure

The conceptual model is designed to create a solution to the research question; Can a MSPS be financially feasible in comparison to conventional methods? Using the information concluded from the expert interviews, this conceptual model forms a base for a more detailed LP-model. The model shows the principle of this research. The conceptual model, shown in Figure 13, visualizes the three techniques: an electric boiler, a gas boiler, and a bio plant. The gas and electric boiler will use hourly data from the day-ahead markets. There is no solid biomass commodity market. Therefore, a fixed price per ton woodchips is used according to a report published by the government (SER, 2013). Additional parameters will be added further on in the validation of this concept.

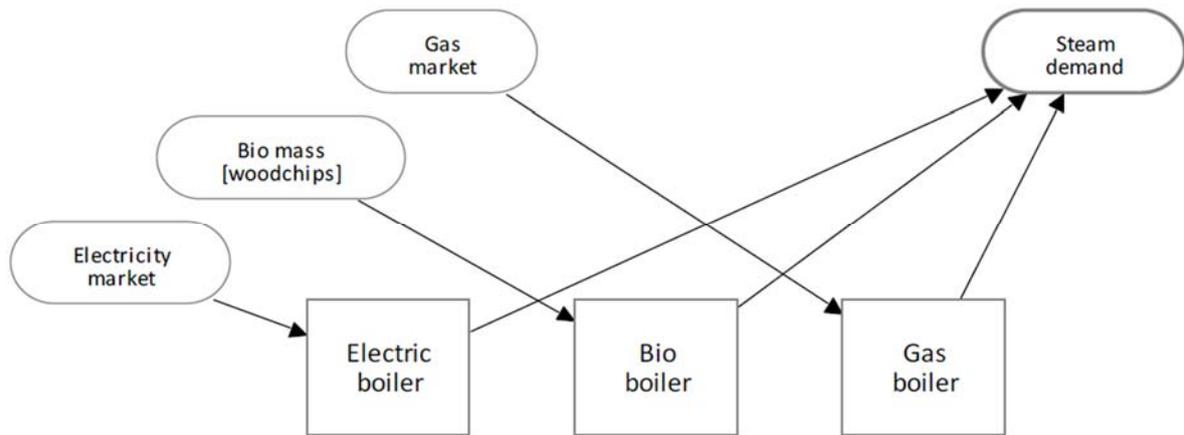


Figure 13: the conceptual model for a multifuel steam production set.

4.3 Research method

This chapter concludes the validation of the conceptual model shown in Figure 13. The conceptual model is simplified to the most basic form of reality. Validating the conceptual model requires additional market and technical data. The data of the different markets is found in data sets based on hourly or 15 minute timeslot data. For the technical information, product sheets are consulted and assumptions are made. The technical and market data are combined in a model and additional analysis. The model is based on a mathematical optimization of the techniques using different markets. This is done using an operations research method, namely Linear Programming (LP). This technique is time-based and simulates the steam production during one year. Because the LP-model does not answer the research question, additional analyses are done for the balancing capacity value and the capital expenses.

4.3.1 Model design

In order to get to the main research question the following model and analysis are made: (i) a model using linear programming to look into the MSPS synergy, (ii) conducting an analysis for the balancing capacity value, and (iii) giving an indication of the capital expenses to get to the steam price of a MSPS. The model and analysis are done stepwise and are complementary towards each other.

The first step in the model design is simulating the MSPS synergy. This is done using linear programming on an hourly scale. In this way every hourly time-step the model determines the lowest marginal costs for producing the desired steam. For this the model uses the specifications of the techniques and hourly market data of the gas market, electricity market and the Emission Trade System (ETS). Results of the model show hourly steam production and

production costs. Based on the given market and technical specifications, these are the lowest possible production costs. The model is based on the techniques specified according to the conceptual model. Figure 14 shows the maximum capacity of the techniques and a (randomly selected) daily steam demand. It shows that there is sufficient overcapacity to switch between sources or for one of the installations to malfunction.

The second step in the model design is involving the value of the balancing capacity. As the reserve capacity uses 15 minute time-frames instead of an hourly time-frame, this could not be modeled using the same LP-model. Moreover, reserve capacity is harder to predict and therefore couldn't be modeled using the same principle. Furthermore, the results of the LP-model are needed to capture the value of the balancing capacity. The results of the LP-model show the most cost effective way to produce a certain steam demand. The balancing capacity analysis uses the production of the MSPS and compares it to the prices for unbalanced capacity during the same years. The analysis assumes that the MSPS uses electric reserve capacity to produce steam when the financial incentive is above the "gas tipping point". The value of using the reserve capacity is calculated by summing the financial gains for providing reserve capacity.

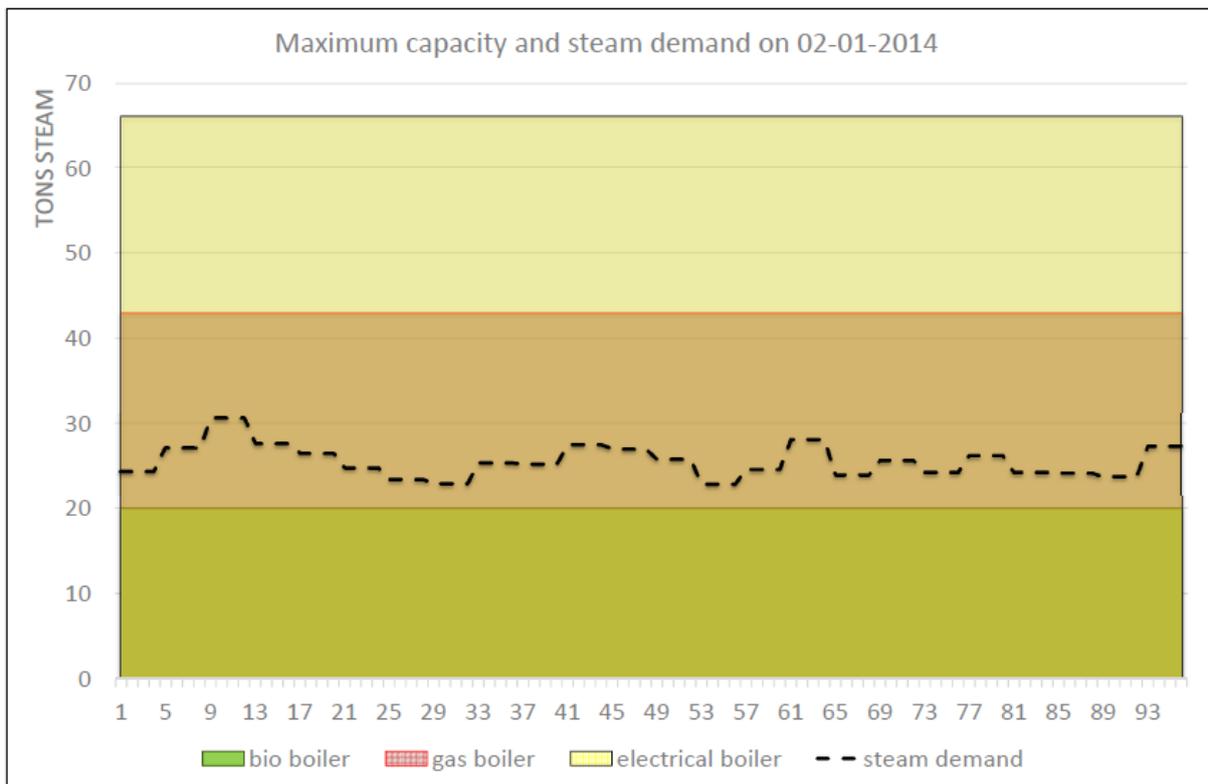


Figure 14: maximum installation capacity and example steam demand

The third and final step in the model design is including the capital costs. In order to give an indication of the costs per ton steam, the capital expenses are compared to the costs of using gas. Therefore, the final analysis uses the results of the LP-model, the balancing capacity analysis and adds the capital expenses. Because this analysis is an indication in the difference of conventional steam generation and MSPS steam generation, the analysis complexity is constrained to a minimum.

4.3.2 LP-model

This LP-model simulates the synergy between the techniques whilst generating the lowest possible steam costs based on the given markets. This can be defined as: “optimizing utilization of supply sources and techniques, to generate a given steam demand while taking into account technical constraints of the system”. Figure 15 shows an example of what the synergy of the MSPS will look when it is operational. The first part of this section will elaborate on general LP problems and the second part will focus on the LP-model constraints. Next, the merit order for achieving the cheapest steam production costs will be explained. Then the model set-up is given and the last part will focus on the model simulation tool Linny-R.

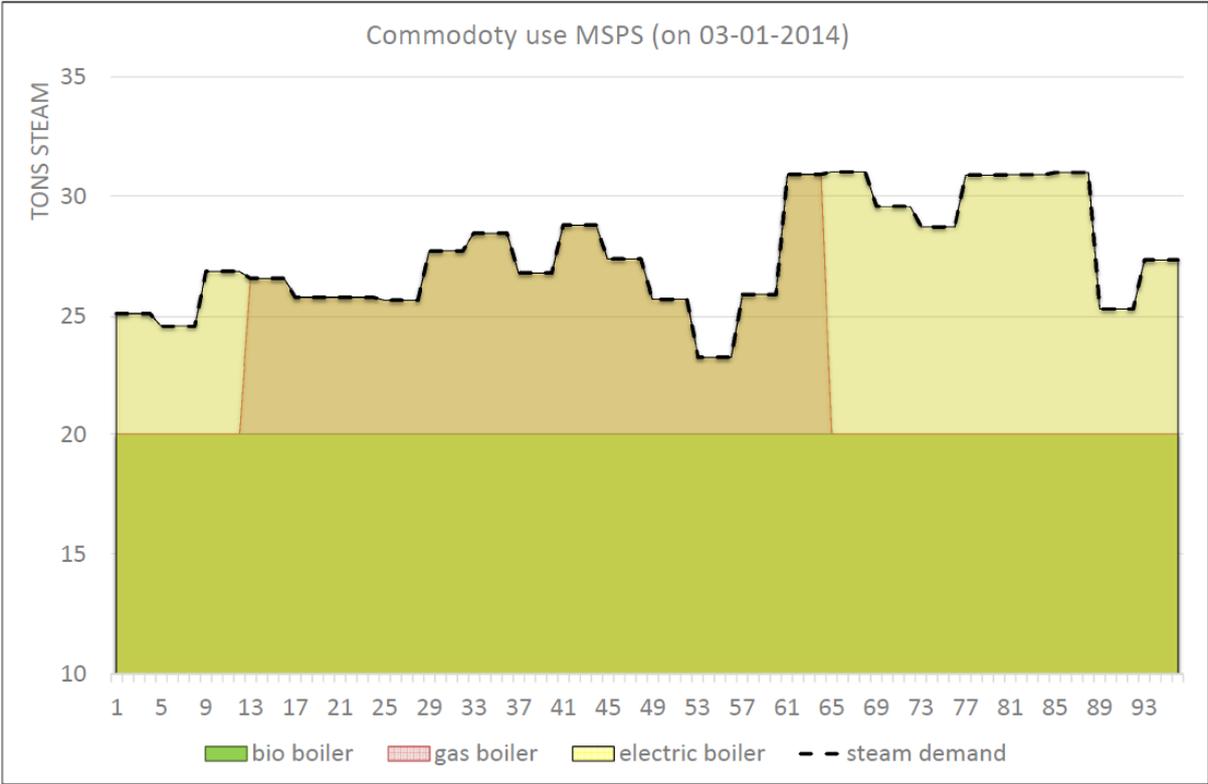


Figure 15: Example of daily portfolio using a MSPS

4.3.2.1 General LP problem

In linear programming, a linear objective function is optimized (maximized or minimized) over a convex polytope specified by linear and non-negativity constraints (Midthun, 2007). Midthun (2007) states that the general LP problem can be formulated in the following way:

$$\text{Max} \quad c^T x \quad (\text{Eq. 1})$$

$$\text{Subject to} \quad Ax \leq b \quad (\text{Eq. 2})$$

$$x \geq 0 \quad (\text{Eq. 3})$$

Writing the general LP problem in matrix form is shown in Equation 4.

$$\max\{c^T x \mid Ax \leq b \wedge x \geq 0\} \quad (\text{Eq. 4})$$

Where \mathbf{x} represents the decision variables that should be determined. \mathbf{c} and \mathbf{b} are vectors of coefficients, A is a (known) matrix of coefficients, and $(.)^T$ is the matrix transpose. The expression $c^T x$ is to be maximized or minimized and is called the *objective function*. The inequalities $Ax \leq b$ and $x \geq 0$ are the constraints which specify the convex polytope over which the objective function is to be optimized. In this context, two vectors are comparable when they have the same dimensions. Figure 16 shows a simple graphical representation of a simple LP problem. The highlighted area shows the convex polytope over which the object is optimized. The constrained area of Figure 16 is bound by the following constraints:

$$x \geq 0$$

$$y \geq 0$$

$$x \leq 20$$

$$x \geq y$$

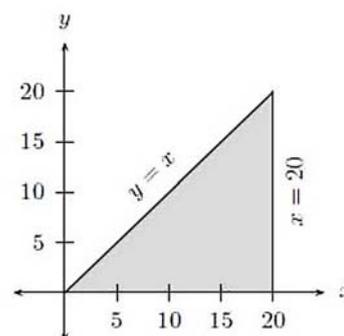


Figure 16: simple representation of a LP model

4.3.2.2 Constraints and variables

As show in the previous section, the constraints bound the optimization of the steam costs. This section elaborates on each type of constraint and variable and shows each general mathematical description.

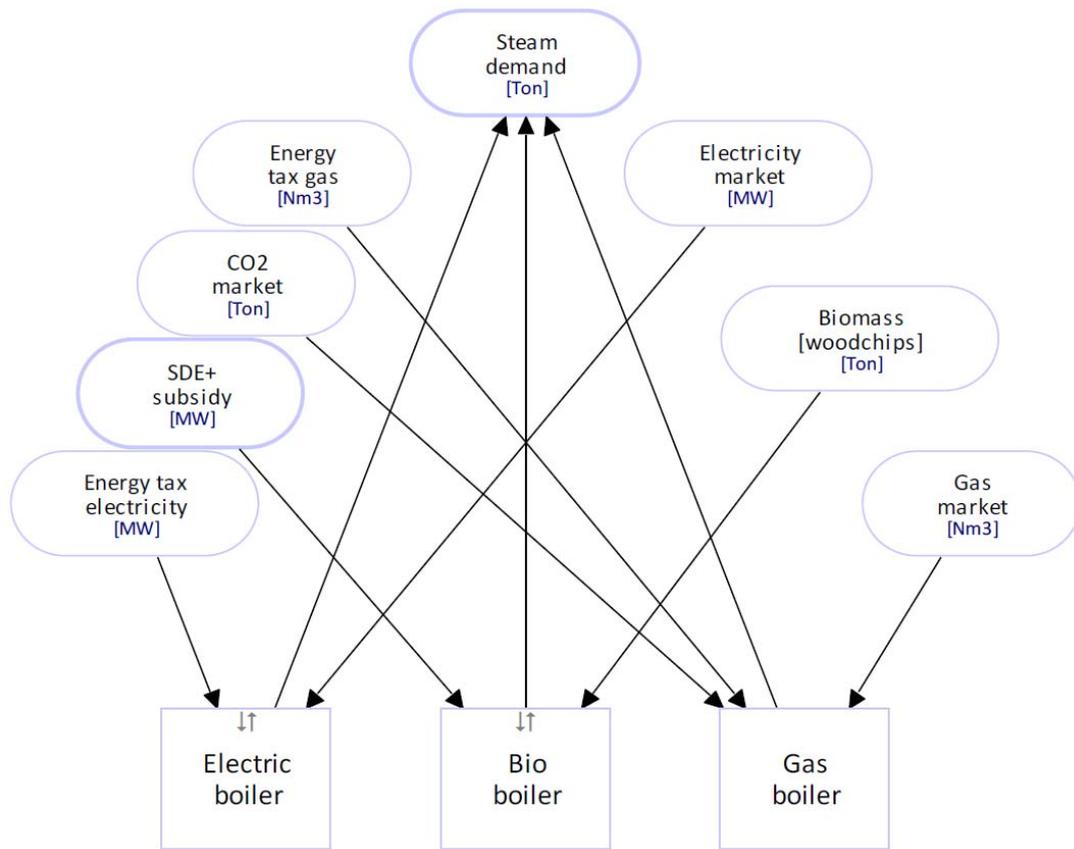


Figure 17: schematic MSPS including constraints and variables

The LP-model is designed to optimize the MSPS incorporating two types of constraints. The types of constraints are shown in Figure 17, and are:

1. Production constraints.
2. Demand constraints.

The first type of constraint is the production constraint. Production is limited by the designed limits of the techniques used in the MSPS. Expert interviews showed the most evident techniques and the maximum capacities are given by an anonymous case study. The maximum capacities of the MSPS techniques are shown in Figure 14. In mathematical terms, with Pi_t being the production of the steam production technique i at time t and Ci_t being the maximum production capacity of the steam production technique i at time t . The production constraint type is of the form:

$$Pi_t \leq Ci_t \quad (\text{Eq. 5})$$

$$Pi_t \geq 0 \quad (\text{Eq. 6})$$

The second and most prominent constraint is the company steam demand. The steam demand is needed for company production purposes. Disrupting the company steam demand will create financial losses in the company production process. Therefore, the steam demand is assumed to be a fixed constraint. The steam demand constraint at time t is represented as D_t and can be generated by the three MSPS techniques. The demand constraint is given by the form:

$$P1_t + P2_t + P3_t = D_t \quad (\text{Eq. 7})$$

Besides the two constraints, additional variables are used. These variables determine the most optimal solution according to the merit order described in the following section. The model distinguishes three types of variables that can be found in Figure 17:

1. Variables that vary over time.
2. Fixed variables.
3. Fixed and constrained variables.

The first variables are the variables that vary over time. They represent a commodity market and use a dataset containing values at every hourly time-step t . The second variables are fixed variables and use a fixed value corresponding to the source value or an assumption as stated in the model development (section 4.3.2.5). Third, the bound and fixed variable simulates a subsidy. The subsidy is granted for a maximum amount each year. Therefore, the subsidy will stop when the maximum amount is reached. Therefore the variable is constrained to a maximum value. In mathematical terms, S_{max} is the maximum amount of yearly subsidy and S is the granted subsidy for each produced unit by the linked steam production technique at time t . The following equation constrains the fixed variable:

$$\sum_{i=1}^t P i_t * S \leq S_{max} \quad (\text{Eq. 8})$$

4.3.2.3 Merit order

The LP-model approach is defined as: **“optimizing utilization of supply sources and techniques, to generate a given steam demand while taking into account technical constraints of the system”**. In order to comply with this goal, the model needs to generate the lowest possible steam production costs. In addition to the constraints and variables, the second main component is the merit order. This will be the merit order of the supply sources from the objective function considering the variables. The function of the LP problem will be:

$$\text{minimize } \{\alpha_t * P1_t + \beta_t * P2_t + \gamma_t * P3_t\} \quad (\text{Eq. 9})$$

With α_t being the variable production costs per production unit at time t for the process $P1$, given all the involved variables. The sum of these products is minimized as a result of running the LP-model. When the costs during each time steps are minimized, the LP-model shows the total yearly steam production of each technique.

4.3.2.4 Model simplification

Because of the complexity of real world problems and the time-frame in which the LP-model was conducted, a few simplifications were made. The simplifications of reality mainly regard the technical properties of the steam production techniques. Moreover, the following aspects were left out of the modeling scope:

1. Start-up and shut down times (including thermal losses and ramping rates).
2. Efficiency/production ratio.
3. Real bio boiler dimensioning for subsidy.
4. Failure rates.
5. Deterioration of the techniques.

Because the boilers switch constantly the startup and shut down time of the boilers influence the output of the boilers. The model is also excludes the cooling down of the boiler after it has been shut down. Moreover, starting a boiler will ramp the boiler to the required output. During the ramping, the boiler does not produce at maximum capacity and efficiency.

Section 4.3.2.5 shows the efficiency of the techniques. The efficiency is assumed to be constant at the given value. In reality the efficiency fluctuates according to the production rate of the techniques.

The bio boiler subsidy is modeled according to values in section 4.3.2.5. This states that the bio boiler will be designed for the required steam demand. In real cases the bio boiler is designed to produce at an overcapacity. Because the subsidy is based on 7000 full-load bio boiler hours, the bio boiler can then produce at 80% of its total capacity during the whole year and receive more subsidy.

The model also excludes failure rates and deterioration of the techniques.

4.3.2.5 Model development

The model simulates real-time energy trade in hourly timeslots. Moreover, in reality, energy traders are obliged to detain their daily energy portfolio the day before actual use. Thus, At 12:00 PM the day before the actual electricity use, every energy trader has made an 24 hour energy portfolio for the following day. This principle is included in the model, making the most

optimal use of the different techniques and markets. During 24 hours it calculates the most optimal production solution for producing steam using the given processes.

Figure 17 shows the constraints and variables that are used in the model and also shows how they are related to each other. Arrows in Figure 17 indicate that a product or process needs the related constraints and/or variables in order to conclude the cash flow the product or process generates, e.g. the “electric boiler” needs data from the “electrical market” to generate the cash flow and the “energy tax electricity” needs the data from the electrical boiler to determine its cash flow generated. The LP-model makes decisions, considering combined generated cash flows. The factors used in the LP-model are based on one or more sources or assumptions. These parameters are elaborated further on in this section.

The most prominent factor is the “steam demand”. The modeled steam demand is based on an anonymous case study. The name of the company on which the steam demand is based, could not be revealed due to confidential company information. The company is active in the food industry and uses large quantities of steam for production purposes. The used steam demand is based on a real company steam demand and includes shut-down periods. Moreover, the obtained steam demand dataset uses hourly data. The current company production set contains a CHP producing 23 ton steam and two gas boilers with a combined output capacity of 46 ton steam, shown in Table 2. This production capacity is based on the maximum steam demand plus the amount of the base load in case of a failure in one of the other steam producers. In the model, the current steam production set is replaced with a bio boiler with max capacity of 20 ton steam, an electric boiler with a maximum capacity of 23 ton steam, and a gas boiler with a maximum capacity of 23 ton steam (Table 2)(figure 14). The steam production set is designed to create steam at 14 bar and at 196°C. The steam has a specific energy content of 2,790MJ/ton. The feed water has an energy capacity of 445 MJ/ton. Distracting the energy content of the feed water from the needed specific energy content for steam will result in an energy increase of 2345 MJ/ton steam that needs to be produced by the production set. The sum of the yearly steam demand is 224,500 Ton.

Table 2: current and new steam production set and their capacities

Current steam production set	New steam production set
CHP [23 ton steam]	Bio boiler [20 ton steam]
Gas boiler [23 ton steam]	Electric boiler [23 ton steam]
Gas boiler [23 ton steam]	Gas boiler [23 ton steam]

The model uses several commodity markets constraints. These commodity markets used in the model are: CO₂ market utilized on the European Trade System (ETS) (data obtained from ICE Endex), electricity utilized on the APX (data obtained from APX Endex), and gas utilized on the Title Transfer Facility (TTF) (data obtained from ICIS HEREN). The dataset of the years 2012, 2013 and 2014 are used.

Because there is no structured biomass commodity market, the model uses a fixed prize for the sourcing of biomass. The prices of the woodchips needed to fire the bio boiler is €160/ton. This price is based on a study used to create the Dutch subsidy regime (Lensink & Zuijlen, 2014). Furthermore, it is assumed that there is a subsidy allocated for biomass according to the *subsidie duurzame energie 2015* (RVO 2014, 2015). According to the subsidy, every bio boiler produced megawatt will be supported with €35. The subsidy is allocated for a maximum of 7,000 hours with the bio boiler producing at “full load”. There is no available data for bio boiler startup costs. Consequently, there should be a threshold in the LP-model because starting the bio plant will cost significantly more than switching between a gas and electric fired boiler. Hence, the startup costs of the bio plant are assumed at 8 hours of operational expenses e.g. €5,000. Table 3 shows the parameters and assumptions used in the model.

For the electric boiler it is assumed that an electrode boiler is installed. This boiler is assumed to have a 95% efficiency based on product information. In this case the boiler needs to provide 23 tons of steam per hour. With the given steam characteristics, the power to generate 23 ton steam with 95% efficiency and the given steam quality is 15.77 MW. No startup or operational expenses are modeled. The parameters are shown in Table 3.

The gas boiler is assumed to have an efficiency of 90% based on product information and the knowledge that the gas boiler will not run on full load thus not at its max efficiency. With an energetic Lower Heating Value (LHV) for gas (31.65MJ/Nm³), the production of a single ton of steam with the given characteristics will need 82.32Nm³ of gas. The CO₂ output of a single Nm³ of gas is 1.78KG. No startup or operational expenses are modeled because these are of no significance.

Using a gas fired boiler will cause the owner to trade in the European Emission Trade System (ETS). When an installation exceeds the threshold of 20MW and produces emissions, it needs to pay for every ton of CO₂ produced. The emissions trade system can be seen as a commodity trade which has a daily price.

Table 3: parameters used for the MSPS model

Parameters	Value	Quantity	Source
<u>Bio boiler</u>			
<i>Bio fuel costs</i>	160	€/ton	(Lensink & Zuijlen, 2014)
<i>Bio fuel energy</i>	17	GJ/ton	(Lensink & Zuijlen, 2014)
<i>Subsidy</i>	35	€/MWh	(RVO 2014, 2015)
<i>Max subsidy hours</i>	7,000	Hours/year	(RVO 2014, 2015)
<i>Max thermic output</i>	20	ton/hour	Anonymous case study
<i>Efficiency</i>	90%		(Lensink & Zuijlen, 2014)
<i>Operational costs</i>	85	€/hour	(Lensink & Zuijlen, 2014)
<i>Startup costs</i>	€5,000		Based on 8 x operational costs
<u>Electrode boiler</u>			
<i>Efficiency</i>	95%		Based on product information
<i>Max thermic output</i>	23	Ton/hour	Anonymous case study
<i>Power input</i>	15.77	MW/hour	Analysis
<u>Gas boiler</u>			
<i>Efficiency</i>	90%		Based on product information
<i>Max thermic output</i>	23	Ton/hour	Anonymous case study
<i>LHV natural gas NL</i>	31.65	MJ/Nm ³	
<i>CO₂ production</i>	1.78	Kg/Nm ³	(Gemeente amsterdam, 2009)

Furthermore, taxes are paid according to the use of the gas and the electric boiler. In the Netherlands every energy consumer has to pay a certain amount. Because the use of the anonymous company reached a certain point, an economy of scale is gained according to Dutch tax laws (Belastingdienst, 2015). The taxes for the use of electricity are €0.5/MWh and for the use of gas €0.0247/Nm³.

4.3.2.6 *The simulation tool Linny-R*

At this point, LP is introduced and all the constraints and parameters are known. This section will look into the use of the software used to generate the LP-model. This section also shows the relation between the parameters and the LP-model using screenshots of the software. The LP-model was created using the software Linny-R. This program is designed at the TU delft by DR. P.W.G. Bots to model complex LP problems.

Creating the LP-model starts with the model properties. The model properties are shown in Figure 18. The window shows three tabs of which the first two do not have any influence on the model. The tab “Solver” determines how the LP-problem is solved. Figure 18 shows the

model uses 8760 hourly time-steps (one year) and that the time steps are optimized at 24 time steps at a time. Meaning the solver optimizes uses the info of 24 time steps ahead. This simulates the portfolio creation of an energy provider.

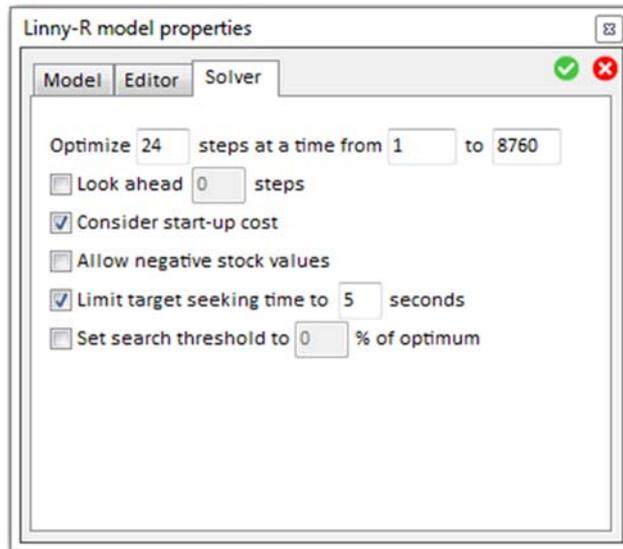


Figure 18: LP-model properties

Figure 19 shows the constraint “steam demand”. The “product stock bounds” show an upper and lower bound. The upper and lower bound are the same at every point. This is because the steam demand is determined by the industrial company and has no buffer.

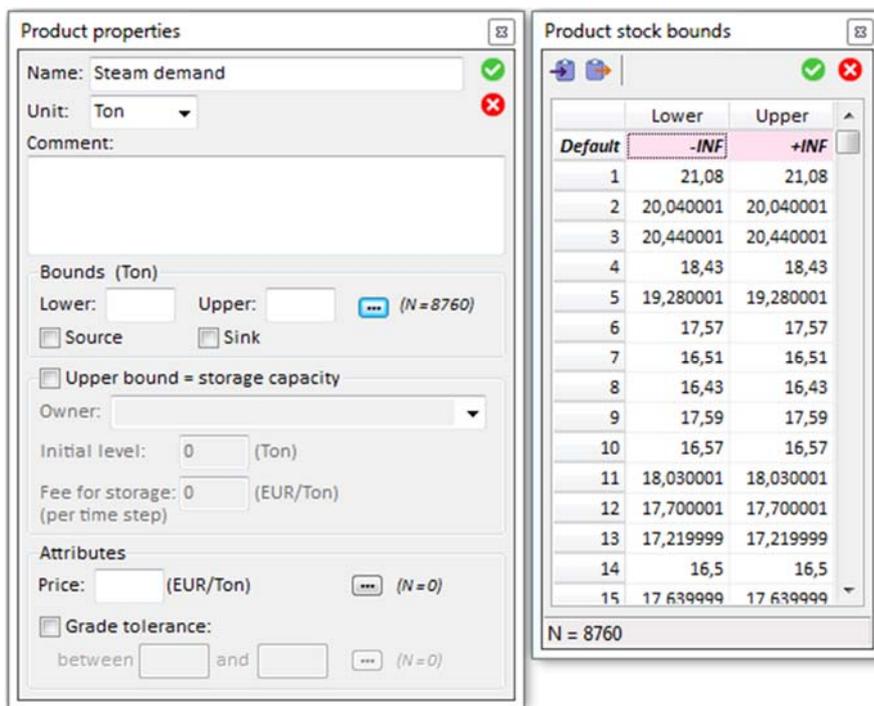


Figure 19: LP-model steam demand constraint

Process properties

Name: Bio boiler Actor: (no actor) ✓ ✕

Comment:

Variable cost: 85 EUR (at level = 1)

Reversible process

Draw process as small square only

Bounds

Lower: 0,7 Upper: 1 (N=0)

± 12 relative to level at T=1

$\Sigma(\text{level})$ over 0 steps: [0 , 0]

Bounds depend on level at T-1

Bounds depend on other processes

Bounds depend on product stocks

Shut-down if lower bound (> 0) constrains

Start-up cost: 5000 EUR

Products consumed (at level=1)	Quantity	Unit	EUR
Biomass	3,1	Ton	496

Products produced (at level=1)	Quantity	Unit	EUR	Share	Grade
Steam demand	20	Ton	0	1	
SDE+	13,0	MW	456	1	

Cash out: 581 Cash in: 456 Value added: -125 EUR (at level = 1) (78%)

Figure 20: LP-model bio boiler constraint

Figure 20 shows the bio boiler and all of the parameters. The Window states that the boiler will only run between 70% and 100%, or else it is turned off (this does not happen in the simulation). Furthermore, the efficiency and the calorific value and other parameters (section 4.3.2.5) are processed in the “products consumed” and “products produced”. The given values are the values running at maximum capacity. Finally the bio boiler is the only technique in the model, using variable costs and shut-down and start-up cost. This is because these costs are significantly higher at the bio boilers expense and could make a difference in the LP problem solving.

Figure 21 and 22 show the electric boiler and gas boiler respectively. They also use the parameters of section 4.3.2.5

Process properties

Name: Electric boiler Actor: (no actor)

Comment:

Variable cost: 0 EUR (at level = 1)

Reversible process
 Draw process as small square only

Bounds

Lower: 0 Upper: 1 (N=0)

± 0 relative to level at T=1
 Σ(level) over 0 steps: [0, 0]
 Bounds depend on level at T-1
 Bounds depend on other processes
 Bounds depend on product stocks
 Shut-down if lower bound (> 0) constrains

Start-up cost: 10 EUR

Products consumed (at level=1)	Quantity	Unit	EUR
Electricity market	15,8	MW	687

Products produced (at level=1)	Quantity	Unit	EUR	Share	Grade
Steam demand	23	Ton	0	1	
Energy tax electricity	15,8	MW	-7,89	1	

Cash out: 695 Cash in: 0 Value added: -695 EUR (at level = 1)

Figure 21: LP-model electric boiler constraint

Process properties

Name: Gas boiler Actor: (no actor)

Comment:

Variable cost: 0 EUR (at level = 1)

Reversible process
 Draw process as small square only

Bounds

Lower: 0 Upper: 1 (N=0)

± 0 relative to level at T=1
 Σ(level) over 0 steps: [0, 0]
 Bounds depend on level at T-1
 Bounds depend on other processes
 Bounds depend on product stocks
 Shut-down if lower bound (> 0) constrains

Start-up cost: 0 EUR

Products consumed (at level=1)	Quantity	Unit	EUR
Gas market	1893	Nm3	492

Products produced (at level=1)	Quantity	Unit	EUR	Share	Grade
Steam demand	23	Ton	0	1	
CO2 markt	3,37	Ton	-15,7	1	
Energy tax gas	1893	Nm3	-46,8	1	

Cash out: 555 Cash in: 0 Value added: -555 EUR (at level = 1)

Figure 22: LP-model gas boiler constraint

Figure 23 shows an example of a variable that vary over time. In this case the gas market. Each year used in the model has another data set. The other variables that vary over time, used in the model are: the electricity market, and the CO₂ market.

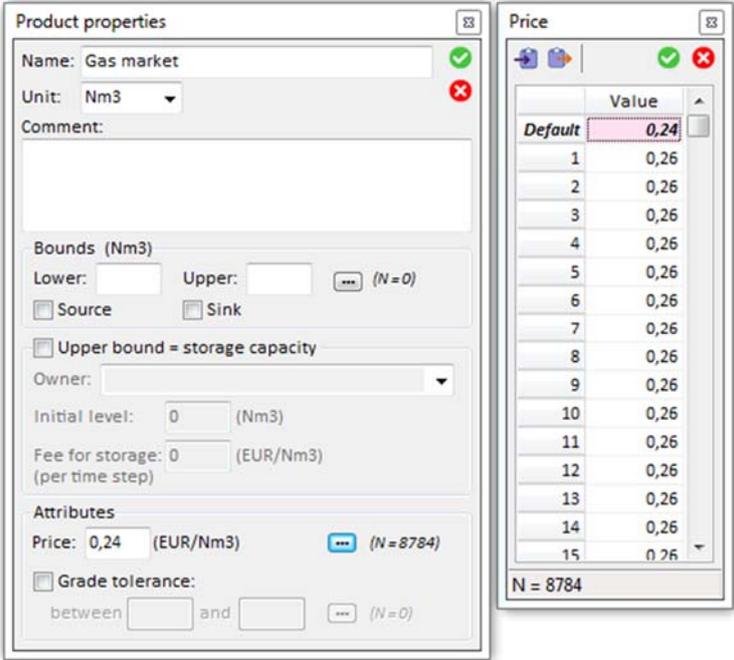


Figure 23: LP-model variable that vary over time

Figure 24 shows an example of a fixed variable. In this case the biomass pricing is shown. Other fixed variables used in the model are: energy tax gas and energy tax electricity.

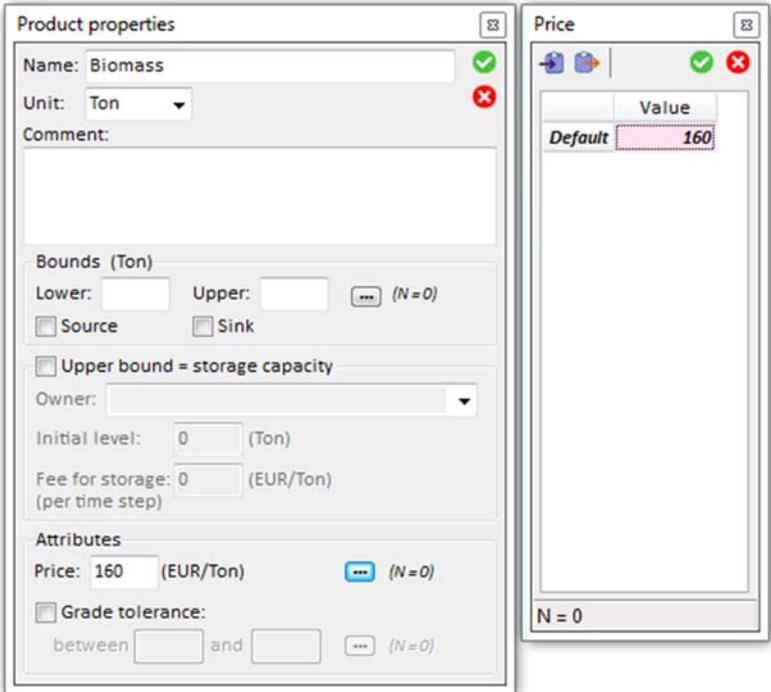


Figure 24: LP-model fixed variable biomass pricing

The last variable is the fixed and constrained variable for the bio boiler subsidy. The bio boiler subsidy is shown in Figure 25. As described in section 4.3.2.2, the biomass has a maximum subsidy which is described as “upper and lower bound” in Figure 25.

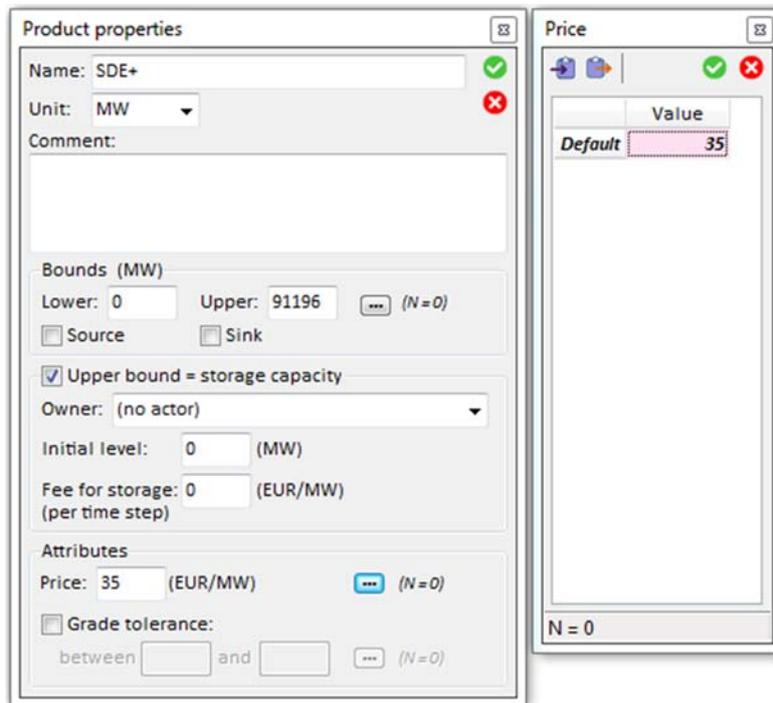


Figure 25: LP-model fixed variable biomass pricing

The final model for 2014 is visualized in figure 26. The visualization shows the whole lay-out of Linny-R and gives an indication of its functionality.

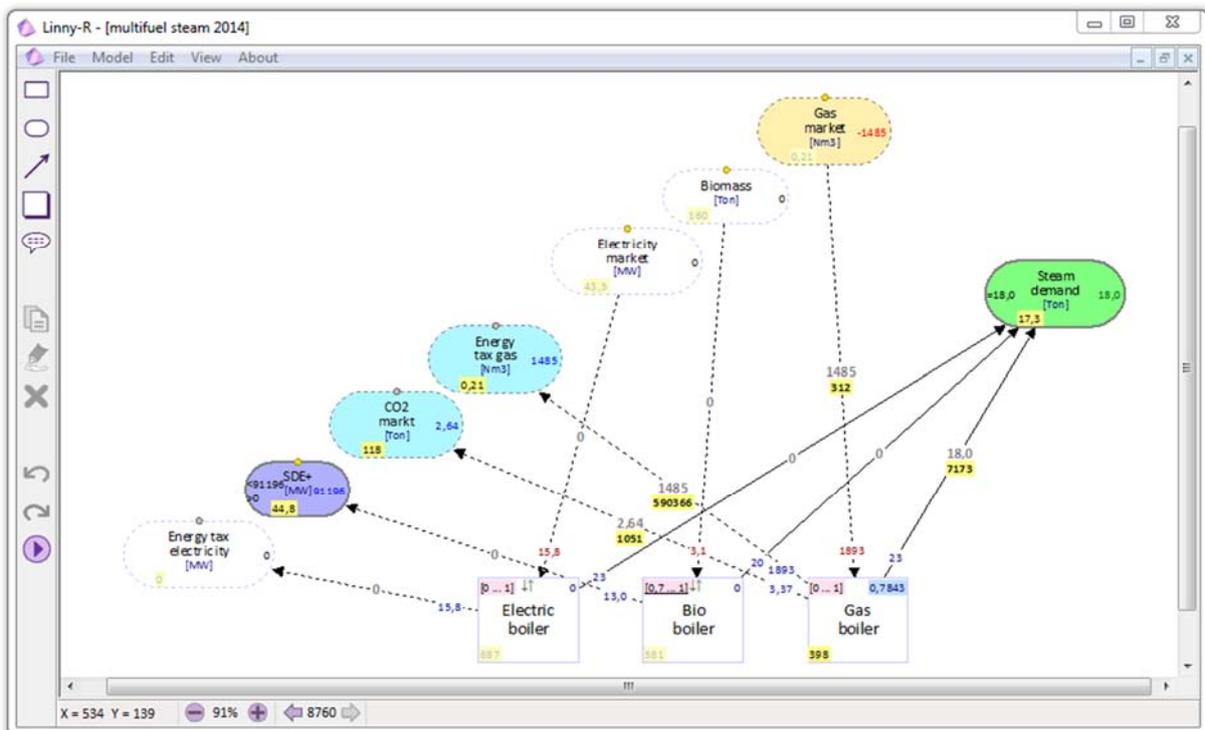


Figure 26: LP-model visualized in Linny-R window

4.3.3 Balancing capacity value

The development of renewable energy sources leads to a need for more national reserve capacity (Haas, Lettner, Auer, & Duic, 2013). Whether or not the electric boiler can supply needed balancing capacity, influences the financial feasibility of the electric boiler significantly. The previous model only captures commodity markets based on forecasts and an hourly scale. Since the reserve capacity is based on 15 minute timeslots, the LP-model is not able to determine balancing capacity value. The LP-model cannot combine these two different time scales and give a realistic outcome. Furthermore, due to the unpredictability of renewable energy supply, the needed reserve capacity cannot be predicted a day before actual use. The TSO will instantly demand the upward or downward capacity at the moment they need it. The LP-model is not designed to cope with this phenomenon. Because the electric boiler is expected to be profitable for its balancing capacity, an additional analysis is made based on the outcomes of the LP-model.

This analysis is executed in Excel and uses the data provided by the Dutch TSO (Tennet, 2015). The reserve capacity data from the Dutch TSO gives positive or negative volume of needed reserve capacity and the price at which it was sold. The datasets of the years 2012, 2013, and 2014 are used. These datasets are based on 15 minute time slots. The goal of this analysis is; using the Reserve capacity data to find the margin tipping points for additional use of the electric boiler and adding extra value to the MSPS. When the balancing capacity of the electric boiler can be profitable as reserve capacity, the analysis assumes that the electric boiler produces steam.

The electric boiler can provide value for balancing capacity in two different ways: (i) shutting down the planned steam production and providing positive reserve capacity, and (ii) starting unplanned steam production and providing negative reserve capacity. Both options are illustrated in Figure 27. Positive balancing capacity is raising the grid voltage and negative capacity is lowering the grid voltage.

Figure 27 shows an example of the time the electric boiler is in operation based on the APX. When the electric boiler is operational according to the LP-model, the boiler has planned steam production. When the electric boiler has planned production, the planned capacity can be used as positive reserve capacity. Moreover, planned production capacity cannot be used as negative reserve capacity because this will be disbanding planned electricity use and will cause unwanted portfolio mismatch. Thus, the electric boiler can only sell negative balancing capacity that is not already planned based on low APX pricing. The excess electric boiler capacity is offered to the Dutch TSO as negative reserve capacity. This is the potential balancing capacity and will be used when there is sufficient financial incentive.

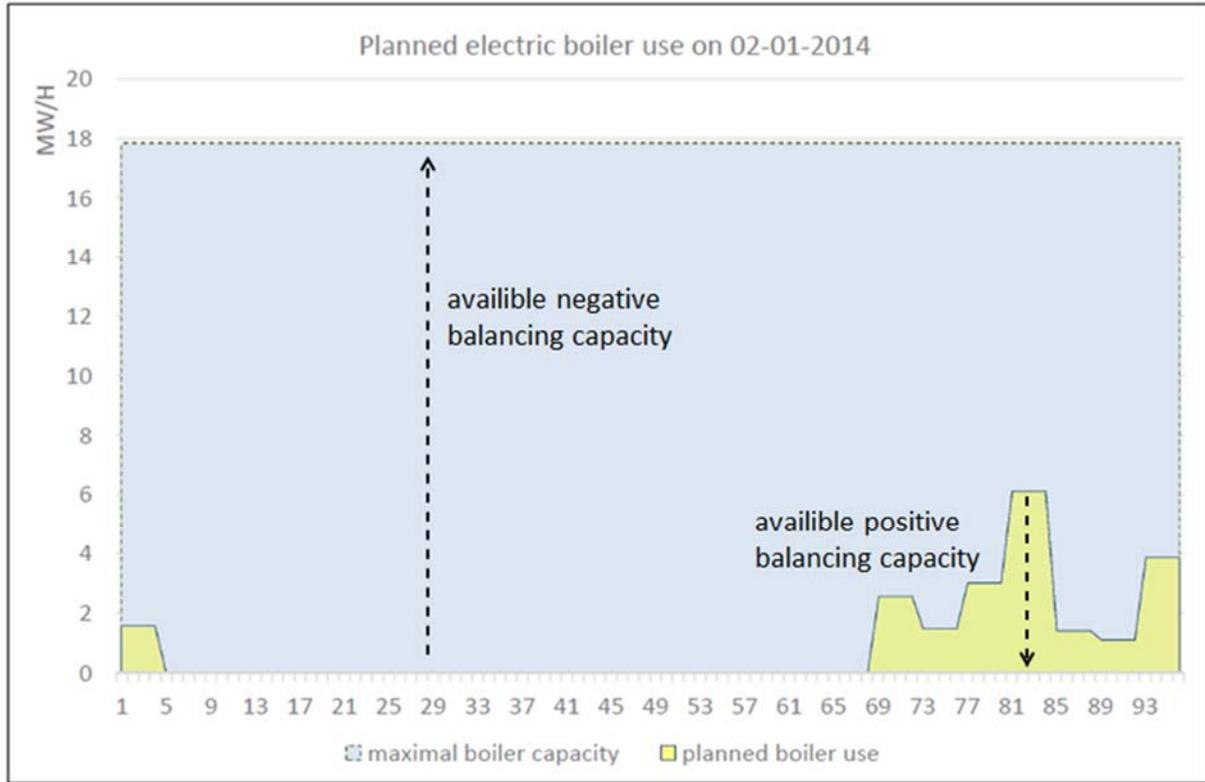


Figure 27: positive and negative balancing capacity for the electric boiler

When the electric boiler balancing capacity is used, the gas boiler will be shut down or started instead. The bio boiler needs to produce almost continuously because of the subsidy earnings. The electric- or gas- boiler will produce the additional steam demand according to the example in figure 15. Therefore, the electric boiler can only substitute the production amount of the gas boiler and vice versa. Thus, the use of the electric boiler is restricted by a three factors: (i) the excess electric boiler capacity, (ii) the planned production of the gas boiler, and (iii) the needed reserve capacity and price incentive from the Dutch TSO. To model this, the following two equations were used in the analysis calculating every time-step and summarizing the total potential. The calculations included the efficiency of the techniques.

1. Determining the maximum yearly positive balancing capacity ($M_{pos/year}$) in which N is the amount of 15 minute time steps:

$$M_{pos/year} = \sum_{i=1}^N \text{ifelse}\{R_{pos.prof.} > G_{cost}; B_{pos.cap.}; 0\} \quad (\text{Eq. 10})$$

where,

$$B_{pos.cap} = \min\{\min(E_{use}; R_{pos.cap.}); (G_{max.cap.} - G_{use})\} \quad (\text{Eq. 11})$$

- Determining the maximum yearly negative balancing capacity ($M_{neg/year}$) in which N are the amount of 15 minute time steps:

$$M_{neg/year} = \sum_{i=1}^N \text{ifelse}\{R_{neg.cost} < G_{cost}; B_{neg.cap.}; 0\} \quad (\text{Eq. 12})$$

where,

$$B_{neg.cap.} = \min\{(E_{max.cap.} - E_{use}); G_{use}\} \quad (\text{Eq. 13})$$

where,

$R_{pos.prof.}$	current profit of positive reserve capacity in €/MWh
G_{cost}	costs of gas boiler production of 1 MWh steam using current gas pricing in €
$B_{pos.cap.}$	the available positive balancing capacity in MWh
E_{use}	planned electric boiler use in MWh
$R_{pos.cap.}$	current needed positive reserve capacity in MWh
$G_{max.cap.}$	maximum capacity gas boiler in MWh
G_{use}	planned gas boiler use in MWh
$R_{neg.cost}$	current costs of negative reserve capacity in €/MWh
$B_{neg.cap.}$	the available negative balancing capacity in MWh
$E_{max.cap.}$	maximum capacity electric boiler in MWh

The value of the reserve capacity fluctuates drastically, in contrast, the gas market is significantly more stable. Thus, the use of the production potential is strongly dependent on the price the Dutch TSO dictates. When the boiler balancing capacity is used at a certain point and the production of the gas boiler declines or shuts down, there is extra financial profit because of the gas and CO₂ savings. In the analysis the summation of the following factors determines the total value of the power-to-steam:

- Delivered positive reserve capacity revenue.
- Delivered negative reserve capacity revenue.
- Reduction in gas commodity costs.
- Reduction in gas taxes.
- Reduction of CO₂ costs.
- Additional electricity tax.

The value of the balancing capacity is based on historical pricing. These prices were assigned to bidders who offered the best price for the balancing towards the Dutch TSO. The amount calculated using the two equations, will show the maximal potential based on the historical data. It is not realistic to assume the maximum capacity as the value that will be generated in the future. Thus, based on Eneco expert knowledge, it is assumed that 70% of the maximum potential is a realistic percentage to approximate the real value.

4.3.4 Capital expenses

At this point, the marginal cash flow is determined. However, only the marginal cash flow cannot result in the production costs of steam in the MSPS. In order to do so, capital expenses need to be taken into account as well. Therefore, an analysis including the capital costs is conducted. Because there is no exact data available, this analysis is merely indicative and should represent the proportional costs of a gas based production set and a MSPS. Not all the costs in Table 4 are capital expenses but do additionally contribute to the price of the steam and couldn't be modeled in the LP-model. For the gas boiler Eneco reference projects were used as a guideline.

The bio boiler has very high initial costs. The costs are the development expenses and the capital expenses. The development costs for the bio boiler are based on the designing and engineering of the bio boiler and are estimated by experts five times greater than the electric- and gas-boiler. The capital expenses and estimated life cycle can be found in governmental studies (Lensink & Zuijlen, 2014). Because the reverence technique in this governmental study has another capacity, Eneco experts changed the costs proportionally. Furthermore, the operational expenses are included in the LP-model for these can be of influence on the results.

The results of the interview in section 3.2.2 indicate that the grid connection is one of the most important investment factors for installing an electric boiler. First the capital expenses of enlarging the grid connection, and thereafter paying the additional electrical transportation costs. Because there are no reference projects, assumptions were made for the boiler costs. The assumptions were based on the study of (Stikkelman & Lans, 2014) and were determined in collaboration with Eneco experts. The costs for grid connection and operational expenses are very dependent on the case situation e.g. location and current connection capacity.

The periods over which the installations will be used, are: 12 and 20 years. The life-spans of the electric- and gas-boiler are expected to be 20 years (Stikkelman & Lans, 2014) and the subsidy for the bio boiler is active for 12 years (RVO 2014, 2015). There is no data available on the subsidies after these years.

Table 4: overview of additional and capital expenses

Parameter	Bio boiler	Electric boiler	Gas boiler
<i>Life cycle [years]</i>	12	20	20
<i>Development costs</i>	€250,000	€50,000	€50,000
<i>Capital expenses</i>	€10,000,000	€800,000	€500,000
<i>Grid connection</i>	-	€300,000	-
<i>Operational expenses</i>	-	€250,000	€20,000

For each technique the steam production costs are calculated. Using the costs from Table 4 and the yearly costs from the LP-model and the reserve capacity analysis, the steam costs per ton steam (St_{costs}) can be calculated for each technique using the following equation:

$$St_{costs} = \frac{I_{costs} + C_{OPEX} + F_c}{S_P} \quad (\text{Eq. 12})$$

where,

$$I_{costs} \quad \text{Initial investment costs} = \frac{C_{DEVEX} + C_{CAPEX}}{L_c}$$

C_{DEVEX} Development costs in €

C_{CAPEX} Capital expenses (including grid connection) in €

L_c Life cycle in year

C_{OPEX} Operational expenses (excluding fuel costs) in €/year

F_c Fuel costs as a result of the LP-model and balancing capacity analysis in €/year

S_P Yearly steam production of particular technique in tons of steam

4.4 Results

Before getting to the final conclusions, this section will give insight in the results and contribution of the LP-model and the additional analysis. The LP-model and analysis are run on three different datasets, which are; 2012, 2013, and 2014. This is done to look into any different effects of using the MSPS in various years. The results in this section will show various aspects of the MSPS:

1. The synergy between the different techniques in the MSPS.
2. The financial contribution of the balancing capacity provided by the electric boiler.
3. The steam pricing including the capital expenses.
4. The potential of gaining grid flexibility by using a multifuel steam production set.

4.4.1 The LP-model

The LP-model shows the synergy between the different techniques in one year. Results of the model show the production of each technique on an hourly basis. The production is based on commodity markets as described in section 4.3.2. The production results are summarized for each year and shown in Table 5. Note that these results are not the final marginal costs because the value of the balancing capacity should also be added.

Based on the commodity markets, each year has different outcomes. The outcomes are a result of market pricing e.g. gas was around 20% cheaper in 2014 and electricity was most expensive in 2013. Also a growing volatility of the electricity market could be an explanation of lower costs for the production using electricity. Results of the model show that the bio boiler produces with the lowest marginal costs but stops production after 140,000 tons of steam because the subsidy stops at that point. It is assumed that a subsidy according to the SDE is granted by the government (RVO 2014, 2015). Note, that the investment costs of the bio boiler are almost tenfold that of the other techniques. This will be discussed more thoroughly in section 4.4.3.

Combined use of the bio boiler and the electric boiler shows a CO₂ reduction in comparison to gas fired boilers. Results of this research show that during the years of 2012-2014 there would have been a reduction in CO₂ of 21-22 Kton each year when using a MSPS.

Table 5: summarized results of the LP-model

Year	Bio boiler	Electric boiler	Gas boiler
<i>Steam production 2012 [ton]</i>	140,000	16,102	68,381
<i>Cash flow 2012</i>	€ -895,140	€ -416,490	€ -1,620,226
<i>Average steam costs 2012 [€/ton]</i>	€ -6.39	€ -25.87	€ -23.69
<i>Steam production 2013 [ton]</i>	140,000	8,023	76,459
<i>Cash flow 2013</i>	€ -890,140	€ -294,445	€ -1,884,746
<i>Average steam costs 2013 [€/ton]</i>	€ -6.36	€ -36.70	€ -24.65
<i>Steam production 2014 [ton]</i>	139,994	14,094	70,388
<i>Cash flow 2014</i>	€ -890,140	€ -329,237	€ -1,438,273
<i>Average steam costs 2014 [€/ton]</i>	€ -6.36	€ -23.36	€ -20.43

4.4.2 The balancing capacity

Based on the results of the LP-model, the additional analysis of the balancing capacity had a significant impact on the use of the MSPS. The results of the balancing capacity analysis are shown in Table 6 and 7. Table 6 shows the balancing capacity that the electric boiler delivered to the national grid and Table 7 shows the impact and the value towards the MSPS.

The declining amount of balancing capacity delivered is a result of the declining gas price. The average national gas price was €24.87, €27.03, and €20.84 in 2012, 2013, and 2014 respectively. When the gas price declines, the marginal tipping point for switching to electricity also lowers and will occur less often.

Table 6: balancing capacity of the electric boiler

Output	2012	2013	2014
<i>Potential Negative reserve capacity [MW/h]</i>	8,866	9,766	5,548
<i>Potential Positive reserve capacity [MW/h]</i>	3,425	0,376	2,785
<i>Real Negative reserve capacity [MW/h]</i>	6,206	6,836	3,884
<i>Real Positive reserve capacity [MW/h]</i>	2,398	0,263	1,950

Note that the total potential value is based on the historical imbalance prices that were given by the Dutch TSO. For the Dutch TSO to grant that particular amount, the reserve capacity that is offered needs to compete with other sources. Thus, the potential value in Table 6 and Table 7 is the best case scenario and is reduced by 30% in order to show a real value.

Table 7: Impact of the electric boiler on the MSPS

Output	2012	2013	2014
<i>Commodity and gas reduction</i>	€ 172,410	€ 335,962	€ 77,784
<i>Imbalance revenues</i>	€ 528,916	€ 187,622	€ 372,902
<i>CO₂ Costs reduction</i>	€ 9,113	€ 9,618	€ 3,755
<i>Electricity tax</i>	€ -4,666	€ -5,140	€ -2,920
Total potential value	€ 702,772	€ 528,062	€ 451,521
Real value	€ 494,041	€ 369,643	€ 316,065

The total potential value of the electric boiler is relatively large in relation to the other costs the MSPS shows in Table 5. Note that the profits in 2012, from using the boiler as reserve capacity, are significantly higher than the profit in later years. These show the yearly profits of the electric boiler are unpredictable because there are no forecasts for the balancing capacity.

4.4.3 The capital expenses

When considering the steam costs, the capital expenses play a large roll. This analysis uses the results of the balancing capacity value and the LP-model, and combines these with the capital expenses. The goal of this analysis is to generate an indication for the costs of steam and compare this with the costs for steam produced by single gas units.

The calculations are done for several years (2012, 2013, and 2014). Each year will give an indication of the steam costs using a MSPS. Calculating the costs of steam is done by dividing the costs by the generated steam in that particular year. Also the costs of producing with single

gas fired boilers is indicated. The parameters used for gas boilers are the same as the gas boiler used in the MSPS. The marginal costs are based on the average gas price in that certain year. Table 8 gives an overview of the results of the analysis including the capital expenses.

Table 8: Impact of the electric boiler on the MSPS

Production type	2012	2013	2014
<i>Bio boiler [€/ton]</i>	€ -12.50	€ -12.46	€ -12.46
<i>Electric boiler [€/ton]</i>	€ -9.40	€ -10.35	€ -17.49
<i>Gas boiler [€/ton]</i>	€ -27.78	€ -31.14	€ -22.46
<i>MSPS average [€/ton]</i>	€ -16.25	€ -17.41	€ -15.82
<i>100% gas production [€/ton]</i>	€ -23.01	€ -24.62	€ -19.71

4.4.4 Conclusion

The implementation of renewable energy sources should grow fast according to governmental goals in the European Union. Also the Netherlands developed governmental goals that especially indicate the implantation of a lot of wind power. The development of wind penetration will cause the national grid to get more volatile. The growing fluctuations will need to be compensated with countermeasures. The Dutch TSO is responsible for the grid balance and uses several financial incentives to achieve their goal.

Looking at the Dutch heavy industry, the processes are focused on profit. Reducing profit could trigger movement towards renewable energy sources. A lot of steam is generated in heavy industrial companies. This steam is mainly generated using natural gas which causes these companies to be dependent on the current gas price. Creating the means to generate steam using various sources could make steam pricing more stable and reduce costs.

Expert interviews showed various technical options of generating steam with alternative sources. The most evident techniques of providing steam in a multifuel steam production set would be: a bio boiler, an electric boiler, and a gas boiler. A CHP will not be feasible due to a declining electricity price and a mechanical vapor recompression has too high capital expenses and focuses on “steam optimization” rather than “steam production”. This research study looks into the financial feasibility of using multiple sources for producing steam. The sources that are addressed are biomass (woodchips), electricity, and natural gas. When cost reductions are made, this could trigger heavy industrial companies to use renewable energy and contribute to grid stabilization.

Using linear programming, the synergy of the various sources and techniques is studied. A model study shows how the techniques produce the cheapest possible steam according to the given boundaries. Results show that the bio boiler is a stable factor over various years due to

the subsidy given by the Dutch government. Steam production using gas and electricity varies over a period of three years. This is because the prices of natural gas and electricity vary from year to year. Moreover, the volatility of electricity is also a large factor that can influence the yearly pricing, e.g. more up and down peaks will cause the electric boiler to be used more.

In addition to the model study an analysis towards the value of balancing capacity was performed. Shutting down planned electric boiler production can function as positive reserve capacity and starting unplanned electric boiler production can function as negative reserve capacity. Moreover, the balancing capacity will be used if the steam is needed and price incentives are under the gas tipping point. The analysis then shows profit for the used balancing capacity and a reduction of the gas costs, CO₂ costs, and gas taxes. The balancing capacity makes a significant financial difference in the production of steam.

The added negative reserve capacity would have been between 3.9-6.8GWh/year in the years 2012-2014. The positive reserve capacity would have been between 0.3-2.4 GWh/year in the years 2012-2014. The figures show that the used reserve capacity is declining. However, this effect isn't caused by the declining reserve capacity but due to a declining gas price. Moreover, the low gas price in 2014 makes it more favorable to produce more steam using gas instead of using reserve capacity.

Combined use of the bio boiler and the electric boiler shows a CO₂ reduction in comparison to gas fired boilers. Results of this research show that during the years of 2012-2014 there would have been a reduction in CO₂ of 21-22 Kton each year when using a MSPS.

When the capital expenses are included, the total costs of producing steam can be calculated. Comparing the steam production costs of the MSPS with a conventional gas installation shows that the MSPS is the cheapest option. The cost reduction varies from year to year, but every year the costs are reduced. The reduction in 2012 and 2013 was around 30% and the reduction in 2014 was about 20%. The average steam production costs over various years also show lower fluctuations than when gas fired boilers are used. This indicated that the MSPS is less reliant on the influence of the fluctuation of commodity prices.

Using a MSPS needs an expert company to operate the different installations using intelligent IT-systems. This will reduce the company's influence on the production of the steam on which their company core business relies. However, the implementation of a MSPS could change steam production in the heavy industry because there is a large price incentive for doing so. This research study shows that steam pricing by smart utilization of a bio boiler, an electric boiler and a gas boiler can consequently result in cost reduction. Using multiple MSPS in the Netherlands could reduce CO₂ emissions and contribute to the grid stability.

4.5 Discussion

4.5.1 Future market expectation

This research is based on historic market values. The literature shows some expectations for the future of energy markets and that they are favorable for the MSPS, but future expectations are not included in the model and analysis. Moreover, the use of the balancing capacity is an uncertain factor that could create significant risks for involved partners. Although the expectation is that the reserve capacity will grow, too many players using the balancing capacity could saturate the market on short notice lowering the initial expected value for creating reserve capacity.

4.5.2 Capital expenses

Capital expenses used in this study are based on assumptions. For the exact calculation and the exact difference between the production costs of the MSPS and single a gas boiler, it is recommended to perform a detailed case study. Because of the different needs and specifications of each individual case, it is difficult to formulate general values for investment and production costs. Moreover, the interview showed that the grid connection is of great influence in the final costs and that especially these costs are case dependent.

4.5.3 Model simplification

The Linear programming model is simplified. Some of these simplifications are: the omission of ramping characteristics of the different techniques and the shutdown times and efficiencies are also not included. If these phenomena are taken into account, this will result in lower profits. Moreover, the model is programmed for the bio boiler to have 7000 full load hours due to the restriction in the subsidy. This results in the bio boiler shutting down each year after this boundary. Whether in reality, the bio boiler would be designed to produce at 80% of its full load capacity. In this case, the bio boiler would function the whole year. The simplification would have additional positive effect on the price.

4.5.4 Future recommendations

Creating a successful business case for the MSPS is dependent on future developments in the energy markets, e.g. high prices for natural gas, high electrical volatility and a lot of needed reserve capacity. Looking into these developments could contribute to the MSPS and the implementation of it. Moreover, heavy industrial companies also need to show interest in the concept of a MSPS as they tend to lose independence in using the MSPS. A market research towards heavy industrial market for the implementation of a MSPS could be performed.

The operation of the MSPS must be performed by experts for knowledge about various markets is needed to do this effectively. Experts on the electricity market are often energy companies. For an energy company and a heavy industrial company to work together to provide a steam demand the heavy industrial company is dependent on, could be a complex legal challenge. Therefore, a study toward the contracting and legal aspects is advised.

As stated in section 4.5.3 the techniques will have a lot of heat transfer losses if multiple techniques regularly switch production. Using a “hybrid boiler” combining gas and electricity could solve these loses. Further research towards to a hybrid boiler could prove to be very valuable in a MSPS.

5. Conclusions

This chapter concludes this graduation Thesis. The research questions will be answered in the first section. The second section describes the relevance of the research results from different points of view. Direct conclusions of the research study towards a MSPS can be found in the conclusion section of the results (section 4.4.4).

5.1 Research questions

The goal of this graduation thesis is to study the potential of the Dutch heavy industry for the reduction of emissions and balancing of the Dutch electrical grid. Because the heavy industry reacts on lowering costs, this research aims at looking into the potential cost reduction of using a MSPS. The cost should be lowered due to an electric boiler using excess electrical capacity and a bio boiler with a lot of subsidy funding. The following research question is answered:

“Can electrical grid flexibility be financially feasible using a multifuel steam production set?”

This research showed that providing grid flexibility using a MSPS generates a maximum potential of 5.6 GWh up to 9.7 GWh negative reserve capacity and 2.8 GWh up to 4.7 GWh positive reserve capacity depending on price variations of commodities and electricity price volatility. Approximately 70% of this maximum potential can be accomplished. The flexibility is enabled by a reduction of steam production cost using electrical balancing power replacing gas.

To be able to get the results of the main question, the following sub-questions were answered:

1. *What techniques/sources are most evident to use in a multifuel steam generation set?*

Expert interviews showed that the evident techniques to use in a MSPS are: a gas boiler, a bio boiler and an electric boiler. There are no other (proven) techniques that could be more valuable in a MSPS.

2. *What are the relevant markets and how will they develop?*

The three important markets are: (i) the gas market, (ii) the market for woodchips, and (iii) the electricity market. Even though the gas market is less volatile than the electricity market, it can fluctuate with more than 20% from year to year. The gas market is hard to forecast because the gas market is dependent on a lot of unpredictable macro factors, e.g. gas production of several nations and political development. There is no market index for woodchips and this research excludes the development of future scenarios for woodchips. However, the sourcing of woodchips will be favorable at an economy of scale. The electricity

market is the APX Endex. This market is relatively volatile and will continue to get more volatile due to the implementation of renewable energy sources. In addition to the APX Endex, the reserve capacity value will be used. The need of reserve capacity will also grow because of the implantation of more renewable energy. Moreover, the need of balancing power is dependent on the amount of players being active in this segment.

3. *What synergy is there between the different techniques based on historical market data?*

The synergy in the MSPS is shown using a LP-model. The model excludes the balancing capacity value but shows all techniques produce a certain amount based on the TTF gas market, the APX market and a fixed woodchip pricing. It also shows that based on only the APX market the costs of producing steam with the electrical boiler is higher than using gas in all reference years.

4. *To what extent does the unbalancing pricing, granted by Tennet, make a difference?*

Using the MSPS for balancing purposes will generate a yearly profit of €274,000 - €494,000 depending on the different price dynamics of that particular year. When combining this amount with the results of the LP-model, it shows that the steam production price using electricity (excluding capital expenses) is significantly lower in each reference year.

5. *Is the multifuel steam generation set financially feasible including the capital expenses?*

When including the capital expenses, it shows there will be a yearly reduction on the average steam production costs. The costs reduction varies from 20%-30% depending on price dynamics in that particular year. Although the electrical boiler lowers the average steam production costs, it shows that capital and operational expenses of the electric boiler are significantly higher and can change the outcome depending on the specific case specifications.

6. *How would the multifuel steam generation set have performed over the past years?*

The final results indicate that the year to year production costs of the MSPS are more stable than those of the gas fired production set. This is the result of using various sources instead of only gas.

5.2 Research relevance

This section will describe the relevance of this research in various field of interests. The following fields are described (i) societal relevance, (ii) scientific relevance, and (iii) beneficiary relevance.

5.2.1 Societal relevance

Implementing a MSPS in the heavy industry contributes to the reduction of emissions and contributes to the stability of the national electrical grid. Lowering emissions will have environmental benefits. Contributing to the stability of the grid, will improve electrical supply consistency in a growing volatile electrical system.

5.2.2 Scientific relevance

This research uses the potential of the exploration study of Stikkelman & Lans (2014) to further look into the market constraints of converting excess power. Further research could lead to additional techniques or explore future market developments. This study gives an indication of the value of using power to heat based on market restrains.

5.2.3 Beneficiary relevance

This study is developed in collaboration with the energy company Eneco. As the results show there is a potential profit to be held, further research will be done towards an MSPS. Eneco tends to use this principle in a business proposition towards the heavy industry.

References

- Alberici et al., S. (2014). *Subsidies and costs of EU energy Final report Subsidies and costs of EU energy*. Ecofys.
- Belastingdienst. (2015). http://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/tarieven_milieubelastingen/tabellen_tarieven_milieubelastingen. Retrieved from <http://www.belastingdienst.nl>.
- Bertsch, J., Growitsch, C., Lorenczik, S., & Nagl, S. (2014). Flexibility in Europe's power sector — An additional requirement or an automatic complement? *Elsevier*.
- Boots, M. (2011). *The Dutch Electricity Value Chain*. Groningen: KEMA.
- Böttger, D., Götz, M., Theofilidi, M., & Bruckner, T. (2015). Control power provision with power-to-heat plants in systems with high shares of renewable energy sources – An illustrative analysis for Germany based on the use of electric boilers in district heating grids. *Elsevier*, 157-167.
- Bruyn, S., Koopman, M., Lieshout, M. v., Croezen, H., & Smit, M. (2014). *Economische ontwikkeling energie-intensieve sectoren*. Delft: CEDelft.
- Buck de et al., A. (2014). *Toekomst warmtekrachtkoppeling en warmtevoorziening industrie en glastuinbouw*. CE Delft.
- Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F. C., & Graichen, V. (2014). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy Economics*, 302-313.
- Dijkema, G., Lukszo, Z., Verkooijen, A., Vries, L. d., & Weijnen, M. (2009). *De regelbaarheid van elektriciteitscentrales*. TU Delft.
- ECN. (2014). *energietrends*. ECN, energie-Nederland en Netbeheer-Nederland.
- EZ. (2011). *Energierapport 2011*. Ministerie van Economische Zaken, Innovatie & Landbouw.
- Gemeente amsterdam. (2009). *CO2-uitstoot rapportage*. Dienst milieu en bouwtoezicht.
- Haas, R., Lettner, G., Auer, H., & Duic, N. (2013). The looming revolution: How photovoltaics will change electricity markets in Europe fundamentally. 38-43.

- Hirth, L. (2015). Minimal Thermal Generation in Power Systems- Inferring Private Cost Parameters from Observed Firm Behavior. 11.
- Houmøller, A. P. (2014). Scandinavian Experience of Integrating Wind Generation in Electricity Markets. In L. E. Jones, *Renewable Energy Integration Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (pp. 53-66). Elsevier.
- Huber, M., Dimkova, D., & Hamacher, T. (2014). Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements. *Elsevier*, 236-246.
- Inderfurth, K., & Kelle, P. (2011). Capacity reservation under spot market price uncertainty. *International Journal of Production Economics*, 272-279.
- Jones, L. E. (2014). *Renewable Energy Integration Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*. elsevier.
- Lensink, S., & Zuijlen, C. v. (2014). *Eindadvies basisbedragen SDE+ 2015 voor marktconsultatie*. ECN.
- Lindquist, H. (2014). The Journey of Reinventing the European Electricity LandscapedChallenges and Pioneers. In L. E. Jones, *Renewable Energy Integration Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (pp. 1-12). Elsevier.
- Lund, P. D., Lindgren, J., Mikkola, J., & Salpakari, J. (2015). Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Crossmark*, 785-807.
- Mitra, S., Sun, L., & Grossmann, I. E. (2013). Optimal scheduling of industrial combined heat and power plants under time-sensitive electricity prices. *Energy*, 194-211.
- Netbeheer-Nederland. (2011). *Energy in the Netherlands*. Netbeheer-Nederland.
- Pantaleo, A., Candelise, C., Bauen, A., & Shah, N. (2013). ESCo business models for biomass heating and CHP: Profitability of ESCO operations in Italy and key factor assessment. 237-253.
- parat 1920. (2015). <http://parat.no/en/products/industry/parat-ieh-high-voltage-electrode-boiler/>. Retrieved from <http://parat.no/en>: <http://parat.no/media/201154/Electrode-Boiler-web.pdf>
- Rooijers, F., Schepers, B., Gerwen, R. v., & Veen, W. v. (2014). *Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030*. CE Delft.

- RVO 2014. (2015, February). *Subsidie Duurzame Energie; SDE+ 215*. Rijksdienst voor ondernemend Nederland. Retrieved from <http://www.rvo.nl/sites/default/files/2015/02/Digitale%20Brochure%20SDE%2B%202015%20kleur.pdf>
- SER. (2013). *Energieakkoord voor duurzame groei*. SER.
- Sowa, T., Kregel, S., Koopmann, S., & Nowak, J. (2014). Multi-criteria Operation Strategies of Power-to-Heat-Systems in Virtual Power Plants with a High Penetration of Renewable Energies. *Energy Procedia*, 237-245.
- Stikkelman, R., & Lans, W. v. (2014). Converting excess wind power into valuable products.
- Tennet. (2004). *Transparantie voor onbalanssystematiek*. Dienst uitvoering en toezicht Energie.
- Tennet. (n.d.). <http://www.tennet.org/bedrijfsvoering/ExporteerData.aspx>. Retrieved from <http://www.tennet.org>.
- windenergie-nieuws. (2015, 4). www.windenergie-nieuws.nl/09/doelstelling-windenergie-op-land-ligt-op-koers/. Retrieved from www.windenergie-nieuws.nl/09/doelstelling-windenergie-op-land-ligt-op-koers/

Appendix 1; Interview conclusions

Category: Theme Conclusions

<i>CHP theme: Preference of a CHP</i>	A new CHP isn't feasible. Existing CHP's are only used when the profitability exceeds the marginal costs or when there is a "must run" situation. CHP's generated heat and power need to be used for own production purposes only due to low electrical prices.
<i>CHP theme: the future of a CHP (under the condition of more renewables)</i>	The Dutch grid has enough (expansive) gas fired plants. While electrical grid prices will continue to lower, CHP's will get even more non feasible. In a decade or 2 (flexible) CHP's are possibly needed as backup power.
<i>CHP theme: application of CHP's in the Dutch process industry</i>	CHP's are widely used in the process industry
<i>Gas boiler theme: Preference of a gas boiler</i>	A gas boiler is a standard/default option and can be seen as a reliable steam source that is able to swiftly switch in capacity with a high response.
<i>Gas boiler theme: application of gas boilers in the Dutch process industry</i>	the steam boiler is widely uses in the Dutch process industry
<i>Gas boiler theme: financial criteria for a gas boiler</i>	Operational costs much higher than capital costs. The gas contract and grid connection are important.
<i>Gas boiler theme: functional criteria for a gas boiler</i>	Some cases need more peak electricity than their grid connection allows. In these cases a CHP has a "must run" situation
<i>Electric boiler theme: Electrical boiler development</i>	At this moment application of electric boilers are marginal due to the small amount of operational hours. Especially a stand-alone boiler isn't feasible. But declining spot market pricing is beneficial for electric boiler combinations.
<i>Electric boiler theme: Preference of an electric boiler</i>	The market will be good when the grid is unpredictable and there are a lot of fluctuations. The downside is the chances are the market will be flood with players and will lose financial potential.
<i>Electric boiler theme: the future of an electric boiler (under of condition of more renewables)</i>	The potential of the electric boiler will grow with a growing surplus of renewable energy and a rising gas price. An electric boiler has a large change of success as a grid flexibility option.

<i>Electric boiler theme: limitation for an electric boiler</i>	At this moment the grid connection is a large barrier for the electrical boiler. Enlarging the connection will cost a lot and possibly “blow-up” the business case. Businesses with a large connection installed have preference.
<i>Bio plant theme: Preference of a bio plant</i>	A bio plant can have financial advantages when a waste stream for own production process can be used. In other cases there has to be an urge for low carbon footprint because the downside is that controlling bio mass supply is time consuming, uncertain and the output of a biomass isn't easy to switch
<i>Bio plant theme: limitation for a bio plant</i>	Dependent on subsidy, a lot of space, has to cope with company profile, time consuming, permits.
<i>Bio plant theme: Biomass supply</i>	the bio mass has to be defined and proven to have no flaws
<i>MVR theme: power to MVR</i>	MVR is no power to steam technique because it's an optimization technique, is very expensively and needs to have a lot of operational hours in order to exceed its capital costs.
<i>MVR theme: criteria MVR</i>	A waste steam with low value is needed and it needs to do large scale processing (lot of operational hours).
<i>General theme: additional steam techniques</i>	There are some other techniques but they are very specific or cannot be applied in the Netherlands. A geothermic heat pump could prove its self in the future by drilling deeper. But this is uncertain and not proven in the Netherlands.
<i>General theme: replacement of steam installations in the whole market</i>	There is a general demand for replacement of existing CHP's this is due to obsolescence, marginal benefits and growing greenhouse gas regulations.
<i>General theme: Multifuel steam / hybrid steam generator</i>	Is possible with sufficient price volatility. It has high potential because it decreases the reliance of one energy source.

Appendix 2; Scripted expert interviews

First analysis review

This is a part of a research towards a multifuel/hybrate way of making steam. Using interview it is expect to capture the relevant techniques that can contribute in this kind of new system.

In this review we capture first impressions of the researcher by making notes. The notes and impressions will be used in a further analysis of these reviews. The following interviews are analyzed:

Interview Leon van Veghel op 2 april 2015	2
Interview Guy Konings op 7 april 2015	8
Interview Egbert Klop op 8 april 2015	11
Interview Maarten Afman op 8 april 2015	17
Interview Rob Stikkelman op 10 april 2015	23

Focus points of this first analysis are:

- The crux of an answer
- Contradictions/ irrelevant answers
- Repeated answers
- Answers with no content

Interview Leon van Veghel op 2 april 2015

Erik Wieringa aan het woord is in het zwart

Leon van Veghel aan het woord is in het blauw en cursief

Start interview:

(het interview ging van start met een aantal korte vragen om de geïnterviewde te introduceren.)

Kunt u zichzelf voorstellen en wat is uw functie?

Ik ben Leon van Veghel en manager utilities, verantwoordelijk voor de energie en water huishouding van Bavaria.

Kunt u nog wat verder uit weiden over uw loopbaan?

Ik ben begonnen in engineering/projectmanagement en ben uiteindelijk doorgroeid naar de automatisering, ingenieursbureau, automatiseringsbedrijf, farmacie, daarna Essent waar ik verantwoordelijk was voor "automatisering en instrumentatie" een aantal projecten als gasopslag en tot slot was ik werkzaam voor Rockwool waar ik verantwoordelijk was voor de operatie van de fabriek.

(Op dit moment wees ik nog een keer op de inleiding die voorafgaand aan het interview is gegeven, zie bovenstaand)

De warmtekrachtkoppeling

1. Wat zijn de randvoorwaarden voor de installatie van een warmtekrachtkoppeling?

Twee belangrijke dingen: je hebt stoom en elektriciteit nodig binnen je bedrijf. Hij is pas rendabel wanneer je op moment van opwekken alle stoom en stroom zelf kunt gebruiken in je productieproces.

Zijn er nog eisen voor bepaalde aansluitingen, bijvoorbeeld een aansluiting op het net?

Je moet rekening houden met een back-up. Je moet dus hetzelfde vermogen ook kunnen verkrijgen via het net. Hetzelfde geldt voor warmte, hier heb je ook een back-up voor nodig.

2. Is het tegenwoordig rendabel om een nieuwe warmtekrachtkoppeling te installeren?

Ja, maar onder de voorwaarde dat je alles wat je zelf opwekt ook zelf kunt gebruiken. Het wel/niet terug leveren aan het net heeft te maken met de elektriciteitsprijs van dat moment.

- a. Welke omstandigheden maken een warmtekrachtkoppeling rendabel?

Een gunstige elektriciteitsprijs of het volledig gebruiken van alle stroom en stoom die het opwerkt.

Even een opmerking die ik heb opgeschreven en dat is een randvoorwaarde voor een warmtekracht koppeling: het grote voordeel van een warmte krachtkoppeling als deze een rendement heeft van 30% of hoger, hoef je geen energiebelasting over je gas te betalen. Dat kan een grote motivatie zijn voor, in ons geval, een nieuwe warmtekracht koppeling.

3. Wordt de warmtekrachtkoppeling op grote schaal in de zware productie-industrie toegepast?

Volgens mij nog steeds. Er zijn belangenorganisaties die er naar streven om vooral warmtekracht koppelingen te stimuleren omdat de efficiency enorm hoog is "boven de 90%". Helaas zijn de subsidies eraf gehaald en is de elektriciteitsprijs laag. Er is dus bijna geen stimulans meer om een nieuwe warmtekracht koppeling neer te zetten.

- a. Wat gebeurt er met de financiële haalbaarheid wanneer duurzame energie verder wordt opgeschaald?

De vraag is dus, wat is duurzaam... als je meer dan 90% efficiency op een installatie hebt denk ik dat dat duurzamer is dan een energiecentrale. Aan de andere kant, zie je wel de wens naar het opwekken van duurzame energie bij bedrijven, omdat ze zich duurzaam willen profileren.

In hoeverre is deze wens er bij Bavaria?

Deze wens is groot. De doelstelling is "om echt" te verduurzamen. Dit kan op twee manieren: 1. Door minder te verbruiken of 2. door op andere manieren energie op te wekken.

Is met deze duurzaamheidsdoelstellingen in het achterhoofd een warmtekracht koppeling nog steeds rendabel?

Ik denk het wel ja. Ook omdat je een warmtekracht koppeling kan motiveren als duurzaam.

De Gasketel

4. Wat zijn de benodigdheden voor een gasketel?

Een gas ketel kun je altijd neezeten. Het grote voordeel van een gasketel is dat deze veel beter regelbaar is. Bij een warmtekracht koppeling heb je altijd een bepaalde hoeveelheid warmte die uit je turbine komt. Een gasketel is daarentegen volledig regelbaar. Ook bij lage volumes, kun je eenvoudig terug regelen.

In hoeverre wordt er hier gebruik gemaakt van gasketels?

Puur als back-up. De warmtekracht koppeling is gewoon rendabeler.

(later bleek dat de gasketel ook aanstaat als een 2^e warmtekracht koppeling te veel elektriciteit produceert dan nodig)

Draaien ze standaard met een minimale load of staan ze op non-actief?

Ze staan op non-actief. We hebben net de tijd om op te schakelen zonder een gat te veroorzaken. Dat is iets minder dan een kwartier.

(het ketelwater wordt wel op minimale temperatuur gehouden om deze schakeltijd te kunnen halen)

5. Zijn er in Nederland veel bestaande gasketels in de zware productie-industrie?

Ja, heel veel.

Zijn dit dan de back-ups bij iedereen?

Ja, maar ook de hoofd productie-eenheden. Er zijn ook bedrijven die enkel gasketels hebben staan. Dit ligt aan de overwegingen tijdens de bouw.

a. Onder welke omstandigheden zijn deze gasketels rendabel?

Vooral als je minder afhankelijk bent van elektriciteit. Een gasketel is prima zolang je alleen stoom nodig hebt. Voor koeling heb je in de voedingsindustrie ook veel elektriciteit nodig waardoor een warmtekracht koppeling makkelijker uit kan dan enkel verwarmen met een gasketel.

6. Is het installeren van een nieuwe gasketel rendabel of zijn veel partijen bezig met zoeken naar alternatieven?

Ik weet niet wat de alternatieven zijn. Als het als back-up dient zijn er niet zo veel alternatieven. Want een gasketel is ook niet zo duur wat deze installaties ideaal maken als back-up.

7. Wat gebeurt er met de financiële haalbaarheid van de gasketel wanneer duurzame energie verder wordt opgeschaald?

(Geen antwoord gekregen)

Elektrische boiler

8. Ziet u toepassingsmogelijkheden voor een elektrische boiler?

Ja, maar alleen als er elektriciteit over is. Dus wanneer er overschotten zijn op het net kan het rendabel zijn om hier gebruik van te maken. Vooral "flex" is hier een hele belangrijke in.

9. Zijn er grote beperkingen voor de toepassing van een elektrische boiler?

Ik zie geen andere beperkingen dan de financiële haalbaarheid.

Hoe zit het met eventuele aansluitingen door de grote stroombehoefte?

Dat is voor Bavaria wel zo, de aansluiting is beperkt. Maar dat is natuurlijk situatie afhankelijk.

10. Als een elektrische boiler zijn toepassing vindt in de zware productie-industrie, is er dan voorkeur voor een elektrodeboiler of een weerstandboiler?

Weet niet wat het zijn.

11. Wat zijn de benodigheden voor de toepassing van een elektrische boiler?

Niet zo veel, het net moet er op uitgelegd zijn.

12. Zijn er gevallen bekend waarbij elektrische boilers inspelen op de onbalansmarkt in het elektriciteitsnet? Zo ja, waar?

Weet ik niet.

a. Zijn deze gevallen beproefd?

Weet ik niet.

Biomassa centrale

13. Ziet u potentie in de toepassing van biomassa in de zware productie industrie?

Ja, absoluut. Hier ligt wel de voorwaarde dat je een deel van de biomassa uit je eigen processen komt. We hebben biogas motoren wat eigenlijk op hetzelfde neerkomt: we hebben een stof over en hergebruiken deze weer.

Zou u inspelen op een toekomstbeeld waarbij deze grondstoffen eventueel wel voor handen zijn?

Ja absoluut.

a. Als dit wel het geval zou zijn, wat zijn de voor de hand liggende keteltypes?

Week ik niet.

b. Wat zijn de criteria voor de toepassing van een biomassa centrale?

Er zijn twee voorwaarden: een deel van de biomassa moet je uit je eigen proces halen en je biomassa stroom moet zeker gesteld zijn. Je moet toch zorgen dat je een stukje betrouwbare stoomlevering hebt. Naast dat een de SDE+ hierbij wel in het voordeel werkt, je bent toch afhankelijk van subsidies.

14. Zijn er al gevallen in de productie-industrie waar deze technologieën worden toegepast, zo ja, waar?

Ja, die ken ik wel. Als voorbeelden ken ik de centrale in Cuijk van Essent en Aviko heeft een bio ketel op locatie.

Zijn deze technologieën beproeft en werken ze positief?

Beproefd is de vraag, dit is afhankelijk van het soort biomassa. Voor bekende biomassa is het beproefd voor onbekende biomassa moet je goed opletten op de eigenschappen.

Mechanische damprecompressie

Deze techniek is voor mij onbekend

(de volgende vragen in het rood zijn niet behandeld)

15. Onder welke voorwaarden blijkt mechanische damprecompressie financieel haalbaar?

16. Kan mechanische damprecompressie worden gebruikt voor iedere reststroom (damp)?

a. Wat zijn de criteria voor de toepassing van MDR?

17. Kan damprecompressie worden gebruikt als power2heat bron?

a. Als u deze bron afweegt tegen het toepassen van een elektrische boiler, waar ziet u dan de grootste financiële winst?

Overig

18. Kunt naast de bovenstaande technieken nog meer technieken aanbevelen voor het opwekken van stoom, zo ja, Welke technieken zijn dit?

Ik weet het niet, nee.

19. Kampt de algehele markt met een vervangingsvraagstuk voor de huidige stoominstallaties?

Ik vermoed niet dat de hele markt hiermee kampt, maar er moeten continue vraagstukken worden opgelost. Oplossingen zijn dan in lijn met de meest rendabele technieken en trends in de markt. Ik geloof niet dat de hele markt hiermee stoeit maar wel dat alle marktpartijen onderzoek doen naar de meest rendabele technieken.

20. Wat is uw visie op de haalbaarheid van een business model waarbij een energiemaatschappij stoom-contracten afsluit?

Ik denk dat het grootste probleem in de transport van stoom zit. Je zou dus al lokaal moeten gaan opwekken. De grote vraag die daarop volgt: waarom zou je het dan niet zelf doen? Het zou dan namelijk een investerings- en beheers- kwestie zijn. En dat is dan per bedrijf afhankelijk.

Maar als we nou een stap terug doen naar de inleiding en kijken naar het benutten van elektrische flexibiliteit en de partijen die het meest gebaat zijn bij deze flexibiliteit. Als je dat toevoegt aan een stoomlevering zodat je stoomlevering goedkoper kan worden. Als je met dit in je achterhoofd een stoomcontract zou afsluiten met een energie maatschappij, hoe zie je dan de haalbaarheid van een dergelijk business model?

Moelijke vraag, maar ik blijf bij het standpunt dat je het dan zelf ook kan doen. Er blijft ergens een energiedrager die de stoom genereert. Je kunt ook op dat niveau met de energie leverancier de samenwerking aangaan. Dus je hebt altijd stoom nodig en de vraag daarbij is: hoe ga je deze behoefte vervullen aan de voorkant?

Een optie is dus dat je als afnemer samen met de energiemaatschappij gaat kijken naar "hoe kun je flexibel stroom afnemen van het net". Of je daarbij de energiemaatschappij moet toelaten om op je terrein stoom te produceren is een keuze die je als bedrijf moet maken. Wat erg belangrijk is, Wil een bedrijf investeren i.v.m. terugverdiendtijden etc.

21. Word een warmtekrachtkoppeling altijd samen met een gasketel toegepast?

Er moet altijd een back-up zijn en als back-up is een gasketel erg geschikt. De back-up kan ook een andere oplossing zijn maar er moet een back-up zijn. Voor elektriciteit is dat vaak het net en voor stoom is een gasketel erg geschikt.

22. Ziet u mogelijkheden om te schakelen tussen verschillende energie bronnen met verschillende installaties om één stoomvraag te voeden?

Ja, daar zie ik zeker mogelijkheden toe. Je moet er dan wel voor zorgen dat wanneer er een bron weg valt de andere bronnen de productie kunnen overnemen. Capaciteit moet groter zijn dan de vraag.

23. Kijken er marktpartijen op dit moment naar alternatieven voor het opwekken van stoom?

De markt is heel erg in beweging. Veel partijen zijn op zoek naar een stuk duurzaamheid. En er zijn op dit moment erg veel ontwikkelen en dat wordt gedreven door de Flex-prijs van elektriciteit en door nieuwe technieken die ontwikkeld worden.

Interview Guy Konings op 7 april 2015

Erik Wieringa aan het woord is in het zwart

Guy Konings aan het woord is in het blauw en cursief

Start interview:

De warmtekrachtkoppeling

24. Wat zijn de randvoorwaarden voor de installatie van een warmtekrachtkoppeling?

Nuttig gebruik van de (rest)warmte en gebruik E achter de meter.

25. Is het tegenwoordig rendabel om een nieuwe warmtekrachtkoppeling te installeren?

Niet echt rendabel (in Nederland, want in België bestaat er nog steeds subsidie). Niet rendabel bij levering van elektriciteit aan het net.

a. Welke omstandigheden maken een warmtekrachtkoppeling rendabel?

Alleen bij voldoende nuttig gebruik warmte en elektriciteit achter de meter is het rendabel. En dan ook vaak alleen wanneer het alternatief "leveren uit het net", afgezien van net verzwaringen en dure aansluitkosten, niet aantrekkelijk is.

26. Wordt de warmtekrachtkoppeling op grote schaal in de zware productie-industrie toegepast?

Ja! Kijk maar naar de Rotterdamse industrie, daar staan een aantal grote warmtekracht koppelingen.

a. Wat gebeurt er met de financiële haalbaarheid wanneer duurzame energie verder wordt opgeschaald?

Het wordt steeds minder interessant als base load, doordat gas te duur is/wordt. Als back-up en snel regelbaar flex-vermogen is het wel een positie, maar niet interessant om daarvoor nieuw te investeren.

De Gasketel

27. Wat zijn de benodigdheden voor een gasketel?

Deze benodigdheden zijn ondergeschikt.

28. Zijn er in Nederland veel bestaande gasketels in de zware productie-industrie?

Ja.

a. Onder welke omstandigheden zijn deze rendabel?

Bij lage gasprijen al dan niet wanneer afgeschreven.

29. Is het installeren van een nieuwe gasketel rendabele of zijn veel partijen bezig met zoeken naar alternatieven?

Alternatieven waarbij tail gas, rest gas of biogas worden gebruikt en/of bijgemengd kunnen nog rendabel zijn.

30. Wat gebeurt er met de financiële haalbaarheid van de gasketel wanneer duurzame energie verder wordt opgeschaald?

Het wordt steeds minder interessant. Zeker wanneer elektriciteit zo goedkoop is als nu zorgt dit ervoor dat elektrisch verwarmen de voorkeur krijgt.

Elektrische boiler

31. Ziet u toepassingsmogelijkheden voor een elektrische boiler?

Ja.

32. Zijn er grote beperkingen voor de toepassing van een elektrische boiler?

Puur financieel economisch.

33. Als een elektrische boiler zijn toepassing vindt in de zware productie-industrie, is er dan voorkeur voor een elektrodeboiler of een weerstandboiler?

Weet ik niet.

34. Wat zijn de benodigheden voor de toepassing van een elektrische boiler?

Weet ik niet

35. Zijn er gevallen bekend waarbij elektrische boilers inspelen op de onbalans in het elektriciteitsnet? Zo ja, waar?

Volgens mij nog niet. Indorama heeft gekeken naar een dual fired boiler (gas en E), maar deze bestaat nog niet.

- a. Zijn deze gevallen beproefd?

EWK werkt met elektrische ketels in het warmtenet (geen industrie).

Biomassa centrale

36. Ziet u potentie in de toepassing van biomassa in de zware productie industrie?

Ja

- a. Als dit wel het geval zou zijn, wat zijn de voor de hand liggende keteltypes?

Weet ik niet.

- b. Wat zijn de criteria voor de toepassing van een biomassa centrale?

Dat zijn de Feedstock, een vergunning en voldoende ruimte.

37. Zijn er al gevallen in de productie-industrie waar deze technologieën worden toegepast, zo ja, waar?

AVR

Mechanische damprecompressie

is mij niet bekend wat dit voor technologie is

(de volgende vragen in het rood zijn niet behandeld)

38. Onder welke voorwaarden blijkt mechanische damprecompressie financieel haalbaar?
39. Kan mechanische damprecompressie worden gebruikt voor iedere reststroom (damp)?
- a. Wat zijn de criteria voor de toepassing van MDR?
40. Kan damprecompressie worden gebruikt als power2heat bron?
- a. Als u deze bron afweegt tegen het toepassen van een elektrische boiler, waar ziet u dan de grootste financiële winst?

Overig

41. Kunt naast de bovenstaande technieken nog meer technieken aanbevelen voor het opwekken van stoom, zo ja, Welke technieken zijn dit?

Reststroom toepassing vanuit verbrandingsprocessen (Afval, etc.)

42. Kampt de algehele markt met een vervangingsvraagstuk voor de huidige stoominstallaties?

Nee, vervanging van afgeschreven assets is een reden, maar vaker financieel economische redenen.

43. Wat is uw visie op de haalbaarheid van een business model waarbij een energiemaatschappij stoom-contracten afsluit?

Zeer goed

44. Word een warmtekrachtkoppeling altijd samen met een gasketel toegepast?

Weet ik niet.

45. Ziet u mogelijkheden om te schakelen tussen verschillende energie bronnen met verschillende installaties om één stoomvraag te voeden?

Jazeker. Niet alleen verschillende installaties, maar ook verschillende aan 1 net verbonden klanten.

46. Kijken er marktpartijen op dit moment naar alternatieven voor het opwekken van stoom?

Jazeker.

Interview Egbert Klop op 8 april 2015

Erik Wieringa aan het woord is in het zwart

Egbert Klop aan het woord is in het blauw en cursief

Start interview:

(het interview ging van start met een aantal korte vragen om de geïnterviewde te introduceren.)

Zou u zichzelf kunnen voorstellen en nog wat verder uitweiden over uw loopbaan?

Mijn naam is Egbert Klop en ik ben één van de vijf eigenaren van DWA beheer/holding. Daarnaast ben ik operationeel directeur van Industrial Energy Experts. In de praktijk ben ik naast mijn leiding gevende functie ook adviseur en adviseer ik één-op-één bedrijven. Tot en met 1999 ben ik actief geweest in scheepsvaart installaties daarna ben ik geswitcht en bij DWA gaan werken. Vanaf 2006 ben ik mede eigenaar geworden. Begin dit jaar heeft DWA het bedrijf Energy Experts International overgenomen en dit samengevoegd met de industriële activiteiten van DWA. Dit is nu een aparte BV en heet Industrial Energy Experts. Dit bedrijf focust zich op industrieel advies op gebied van energie en duurzaamheid.

De warmtekrachtkoppeling

47. Wat zijn de randvoorwaarden voor de installatie van een warmtekrachtkoppeling?

Een gunstige verhouding tussen de gas en elektraprijs. Dit betekent een gunstige spark spread. De spark spread moet bij een bestaande warmtekracht koppeling voldoende zijn om uit je marginale kosten te komen. Bij een nieuwe warmtekracht koppeling moet je daarbij ook de kapitaalslasten kunnen dragen. Daarnaast moet je in de praktijk voldoende schaalgrootte hebben. Je moet voor het overgrote deel de warmte van een warmtekracht koppeling zelf kunnen benutten om de rentabiliteit te halen, helemaal zolang de elektriciteitsprijs onder druk blijft staan. Exporteren van elektriciteit is niet lucratief.

Je moet onderscheid maken tussen nieuwe warmtekracht koppelingen en bestaande warmtekracht koppelingen. Nieuwe warmtekracht koppelingen installeren in Nederland is heel lastig, je ziet er tegenwoordig ook bijna geen geïnstalleerd worden. Bestaande warmtekracht koppelingen verkeren vaak in een "must run" situatie waardoor ze niet kunnen of mogen stoppen i.v.m. leveringszekerheid. Het kunnen kiezen om al dan niet in bedrijf te kunnen gaan is ook een randvoorwaarde.

48. Is het tegenwoordig rendabel om een nieuwe warmtekrachtkoppeling te installeren?

Nauwelijks, uitzonderingen bevestigen de regel. Ik zie veel warmtekracht koppelingen stil staan en zelfs ontmanteld worden. Sommige ziekenhuizen met een no-break (draaiende) noodstroomvoorziening doen het nog wel.

a. Welke omstandigheden maken een warmtekrachtkoppeling rendabel?

Het is enkel het geval dat bestaande warmtekracht koppelingen worden aangeschakeld omdat de marginale kosten gunstig zijn. Deze warmtekracht koppelingen zijn in veel van de gevallen ook al

afgeschreven. Wanneer een warmtekracht koppeling namelijk ook de kapitaalslast moet dragen, is deze niet meer rendabel.

49. Wordt de warmtekrachtkoppeling op grote schaal in de zware productie-industrie toegepast?

Ja, en vooral daar waar de warmte van de warmtekracht koppeling hard nodig is en daar waar ze de installatie wegens leveringszekerheid niet van warmte en /of elektra uit kunnen zetten. Er zijn tegenwoordig ook bedrijven die de afgeschreven warmtekracht koppeling nog gebruiken als "noodgenerator".

50. Wat gebeurt er met de financiële haalbaarheid wanneer duurzame energie verder wordt opgeschaald?

Mijn verwachting is dat de financiële haalbaarheid nog verder gaat verslechteren. Dit komt voornamelijk omdat de elektriciteitsprijzen nog steeds onder druk staan. Dit is o.a. een resultaat van de internationale koppeling van de netten (Denemarken, Noorwegen en vooral Duitsland). Dit zal de Nederlandse prijs nog verder laat dalen en de Duitse prijs iets omhoog trekken.

Vooraf de partijen met een "must run" situatie gaan het nog moeilijker krijgen als de elektriciteitsprijs verder daalt. Zij zullen in dat geval ook op zoek gaan naar alternatieven en misschien alleen op een gasketel draaien c.q. nieuwe ketels bijplaatsen en waar nodig de E-aansluiting verzwaren.

De Gasketel

51. Wat zijn de benodigdheden voor een gasketel?

Dit is een simpel en goedkoop instrument alleen zijn de exploitatiekosten veel hoger dan de investeringskosten. Een gasketel is een relatief snel regelende ketel, het kan relatief eenvoudig fluctuaties in een stoombehoefte vervullen en kan dus worden gebruikt voor regelsnelheid.

52. Zijn er in Nederland veel bestaande gasketels in de zware productie-industrie?

Ja, tot op heden is in het denken een gasgestookte ketel de standaard. Dit komt vermoedelijk door de in het verleden aangelegde infrastructuur voor gas in Nederland.

a. Onder welke omstandigheden zijn deze gasketels rendabel?

Het is niet de vraag of een gasketel rendabel is maar hoe deze presteert ten opzichte van vergelijkbare installaties. Gasketel is veelal de referentie.

53. ~~Is het installeren van een nieuwe gasketel rendabel of~~ zijn veel partijen bezig met zoeken naar alternatieven?

Ja, of minimaal er over aan het nadenken. Het feit dat gerenommeerde bedrijven aan het oriënteren zijn in bijvoorbeeld geothermie zegt hier wel wat over.

54. Wat gebeurt er met de financiële haalbaarheid van de gasketel wanneer duurzame energie verder wordt opgeschaald?

De haalbaarheid van de gasketel is afhankelijk van de gasprijs. Deze markt is heel erg afhankelijk van internationale ontwikkelingen.

Ik zie wat dit betreft geen directe relatie tussen de invloed van duurzame energiebronnen op de gasmarkt. Deze bronnen hebben voornamelijk invloed op de elektriciteitsmarkt.

Elektrische boiler

55. Ziet u toepassingsmogelijkheden voor een elektrische boiler?

Heel beperkt. Dit is onderstreept door onderzoek wat nu wordt gedaan. Als je er "met de natte vinger" aan rekent blijkt dat je een dergelijke installatie veel uren moet laten maken en dit is niet het geval als je enkel gebruik maakt van de zeer lage tarieven die optreden bij onbalans. De momenten dat een elektrische boiler rendabel kan draaien zijn zo zeldzaam dat er onvoldoende volume gedraaid kan worden en de verdien capaciteit te klein is. Daarnaast denk ik dat grote volumes op lage prijzen, ook snel weer de markt uit worden gemasseerd. Iedereen duikt daarop.

56. Zijn er grote beperkingen voor de toepassing van een elektrische boiler?

Het gaat om grote vermogens en gaat al snel richting de 10-20 MVA extra op het bestaande verbruik. Het gaat dan om tientallen tonnen tot meer dan honderd ton stoom. Extra investeringskosten die verbonden zitten aan het netbeheer en aansluiting wegen zwaar mee in de overwegen voor een elektrische boiler.

57. Als een elektrische boiler zijn toepassing vindt in de zware productie-industrie, is er dan voorkeur voor een elektrodeboiler of een weerstandboiler?

.weet ik niet

58. Wat zijn de benodigdheden voor de toepassing van een elektrische boiler?

Een grote aansluiting.

59. Zijn er gevallen bekend waarbij elektrische boilers inspelen op de onbalansmarkt in het elektriciteitsnet? Zo ja, waar?

Deze zijn er niet/nauwelijks. In Denemarken en Duitsland gebeurt dit wel aangezien deze ketels hier gewoon worden verkocht. In Frankrijk vanwege het grote volume van kernenergie in de basislast. En in de Alpenlanden als Zwitserland en Oostenrijk is toepassing van elektrische boilers en elektrische ruimteverwarming wijd verspreid.

a. Zijn deze gevallen beproefd?

geen antwoord

Wat gebeurt er met de potentie van een elektrische boiler wanneer duurzame energie verder wordt opgeschaald?

Generiek zou het de potentie als stoomopwekker in Nederland verhogen. Maar voordat een elektrische ketel rendabel is, moet de gasprijs nog aanzienlijk zijn gestegen ten opzichte van nu en moet de elektriciteitsprijs behoorlijk zijn gedaald.

De vraag is natuurlijk ook nog wat de waarde is van Flex. De waarde is nog niet helemaal duidelijk maar blijkt tot dusver nog niet significant. Hierop inspelen is een voorspelling doen.

Biomassa centrale

60. Ziet u potentie in de toepassing van biomassa in de zware productie industrie?

Ja, ik denk het wel. Reacties van bedrijven is dat zij "hun corebusiness willen doen: producten maken" waarbij stoom (energieconversie in het algemeen) een bijzaak is. Maar als hier kosten op bespaard kunnen worden, doen ze dat. De utilities zijn dan wel geen core business, vanuit economisch oogpunt is het wel belangrijk.

a. Als dit wel het geval zou zijn, wat zijn de voor de hand liggende keteltypes?

Ik ben hier geen specialist in, dus ga er niet verder op in.

b. Wat zijn de criteria voor de toepassing van een biomassa centrale?

Een biomassaplant is een factor groter dan een gasgestookte plant. Er moet dus voldoende ruimte zijn op locatie. Ook de logistiek: aanvoer van brandstof is een belangrijk punt.

Biomassa moet passen bij het profiel van een bedrijf. Mestvergisting bij een ziekenhuis past niet zo, en een bloemenveiling heeft weerstand tegen warmteopwekking met houtsnippers.

61. Zijn er al gevallen in de productie-industrie waar deze technologieën worden toegepast, zo ja, waar?

Er zijn al voorbeelden in de industrie van koppelingen met biowarmte en biogas (bijv. Suikerunie met vergisting en bedrijven die met biogas of hout hun stoom opwekken. Het zijn idd de voorlopers.

Zijn deze technologieën beproeft en werken ze positief?

Mechanische damprecompressie

62. Onder welke voorwaarden blijkt mechanische damprecompressie financieel haalbaar?

Het moet passen in je proces want je moet voldoende laagwaardige stoom over hebben. Dat mag lagedruk stoom of flashstoom zijn. Een hele belangrijke voorwaarde is dat de waarde van de stoom laag is. Wanneer de financiële waarde van de restwarmte/stoom nog in de buurt van waarde van de gasprijs zit moet je er niet aan beginnen. Deze methode voor het opwekken van stoom moet het overgrote deel van het jaar beschikbaar zijn. Dus niet af en toe een piekje maar het moet rond de 6000 uur per jaar (of meer) draaien. Het is namelijk een dure installatie waardoor het veel uren moet maken om rendabel te zijn. Daarnaast is schaalgrote erg belangrijk. Minimaal 10 ton/uur is al een goede maatstaf. Lager kan ook wel maar dan is het al een niche-toepassing. Verder is de elektriciteitsprijs niet heel erg kritisch.

63. Kan mechanische damprecompressie worden gebruikt voor iedere reststroom (damp)?

Dat mag lagedruk stoom of flashstoom zijn. Het kan ook voor andere dampsoorten dan stoom.

a. Wat zijn de criteria voor de toepassing van MDR?

Zie antwoord eerste vraag.

64. Kan damprecompressie worden gebruikt als power2heat bron?

Wanneer de energetische waarde hoger is dan de flex-waarde, moet de installatie draaien en is er geen sprake van flex. Het antwoord is dus: ja.

- a. Als u deze bron afweegt tegen het toepassen van een elektrische boiler, waar ziet u dan de grootste financiële winst?

Dit kun je niet tegen elkaar afwegen. Je kunt niet zeggen dat MDR een standaard maatregel is voor het opwekken van stoom doordat het erg afhankelijk is van inpassing in het proces. Een elektrische boiler is dat niet of veel minder. De economische prestatie van MDR is aanzienlijk beter dan van de elektrische boiler.

Overig

65. Kunt naast de bovenstaande technieken nog meer technieken aanbevelen voor het opwekken van stoom, zo ja, Welke technieken zijn dit?

Geothermie is op de lange termijn een hele interessante techniek. Je moet je hier op korte termijn echter niet op blind staren. Het gaat in dit geval ook voornamelijk over diepe geothermie en dat is in Nederland nog niet gedaan. Er worden voor diepte in Nederland in de nabije toekomst proefboringen naar gedaan.

Je zou ook kunnen kijken of je industriële processen anders kunt inrichten. Hiervoor zou je gebruik maken van elektriciteit als directe warmtebron in je processen zodat je op die manier ook meer flex zou krijgen.

Zijn de boringen die op dit moment gedaan worden significant in de zware productie industrie? Ik vraag dit aangezien het water wat omhoog wordt gepompt, een temperatuur heeft van rond de 70 graden en is dus nog lang niet tegen het kookpunt. Er bestaan echter mogelijkheden om dieper te graven.

Deze techniek is derhalve niet interessant voor de zware productie industrie. De toepassing van geothermie zit in productieprocessen die een lagere kwaliteit (druk/temperatuur) stoom nodig hebben.

66. Kampt de algehele markt met een vervangingsvraagstuk voor de huidige stoominstallaties?

Verschilt per bedrijf, maar ik denk dat de vervangingsvraagstukken omtrent herinvesteringen in warmtekracht koppelingen veel pregnanter zijn dan die voor (andere) stoominstallaties. Als stoominstallaties goed onderhouden zijn, kunnen ze ontzettend lang mee gaan.

67. Wat is uw visie op de haalbaarheid van een business model waarbij een energiemaatschappij stoom-contracten afsluit?

Dat kan wel, ik heb net zo'n contract door zitten lezen. Dit hangt af van de vraag van het bedrijf sommige bedrijven willen focussen op hun corebusiness, anderen hebben een krachtige technische dienst, etc.

Maar als je bijvoorbeeld door middel van de SDE je stoomprijs voor de komende 4 jaar kun vast prikken terwijl deze gunstig is, is dat voor een industriële partij best aantrekkelijk. Maar dit moet wederom weer aansluiting kunnen vinden bij de cultuur van en bedrijf.

68. Word een warmtekrachtkoppeling altijd samen met een gasketel toegepast?

(meestal wel, al dan niet met een afgassenketel die bijgestookt kan worden, soms met bijproducten van het bedrijf)

69. Ziet u mogelijkheden om te schakelen tussen verschillende energie bronnen met verschillende installaties om één stoomvraag te voeden?

Ja. Dit moet zelfs aangezien veel partijen een regelvermogen nodig hebben. Daarnaast geloof ik zeker in hybride oplossingen. Bedrijven willen dit om hun afhankelijkheid te kunnen beheersen.

70. Kijken er marktpartijen op dit moment naar alternatieven voor het opwekken van stoom?

Verschild per partij, er wordt wel out of the box gedacht. Ik moet zelfs sommige partijen een vertekend beeld uit hun hoofd praten.

Dit hangt ook af van wat voor bedrijf het is, in welke sector ze verkeren en hoe innovatief ze zijn.

Interview Maarten Afman op 8 april 2015

Erik Wieringa aan het woord is in het zwart

Maarten Afman aan het woord is in het blauw en cursief

Start interview:

(het interview ging van start met een aantal korte vragen om de geïnterviewde te introduceren.)

Zou u zichzelf kunnen voorstellen en kunnen uitweiden over wat u doet en wat uw loopbaan is geweest?

Ik ben Maarten Afman en ben werkzaam bij CEDelft. Ik heb drie jaar technische natuurkunde gestudeerd waarna ik drie jaar in systeem en netwerkbeheer heb gewerkt. Daarna heb ik technische bestuurskunde gestudeerd in Delft en ben ik afgestudeerd op een energievraagstuk in de industrie. Daarna heb ik een half jaar aan de TU delft gewerkt waarna ik bij CEDelft ben gaan werken als adviseur/onderzoeker in het industrieteam. Bij CEDelft ben ik bij een gevarieerd aantal projecten betrokken waaronder energie besparing/efficiency in de industrie en projecten op het gebied van energievoorziening. Daarnaast werk ik mee aan de simulatie van netbelastingen, distributienetten en slimme netten. Ik reken ook aan de rentabiliteit van warmtekracht in de industrie en maak ik simulaties van marktprijzen voor elektriciteit en toekomst scenario's. Tot kort participeer ik in het power-to-products project waar Eneco ook bij betrokken is. Hierbij richten we ons op het flexibel bedrijven van de energie voorziening in de productie industrie.

De warmtekrachtkoppeling

71. Wat zijn de randvoorwaarden voor de installatie van een warmtekrachtkoppeling?

Binnen de context van de procesindustrie worden er vrijwel geen nieuwbouw WKK's geplaatst. Dit komt doordat de elektriciteitsprijzen te laag zijn in verhouding tot de gasprijzen. Hoewel warmtekrachtkoppeling een efficiënte opwek techniek is voor gelijktijdig opwekken van industriële warmte én elektriciteit, is de business case negatief. De installaties zijn te kostbaar in verhouding tot gasgestookte ketels en de huidige elektriciteitsprijzen die relatief laag zijn.

In wat voor mate is het rendabel als een bedrijf alle warmte en elektriciteit in het eigen proces kan gebruiken?

Het maakt voor rentabiliteit van WKK niet uit de elektriciteit en warmte zelf worden gebruikt of dat deze worden verkocht aan derden. In alle gevallen staat er een marktwaarde tegenover. Als het goedkoper is om de elektriciteit op de beurs of door middel van lange termijn contracten te kopen dan op te wekken in een eigen installatie, dan zal er niet worden gekozen voor eigen opwekking. Een nuance die hierin gemaakt moet worden, dat daar een voordeel zit voor eigen opwek van warmte en/of elektriciteit.

Is het tegenwoordig rendabel om een nieuwe warmtekrachtkoppeling te installeren?

In de meeste gevallen niet, bedrijven prefereren nu vaak om "stand alone" gas boilers neer te zetten.

a. Welke omstandigheden maken een warmtekrachtkoppeling rendabel?

Als het gaat om bestaande installaties dan kunnen deze is soms overeind gehouden worden als deze kunnen worden geflexibiliseerd. De totale warmte voorziening van een bedrijf moet dan wel op een andere manier worden ingericht. Een randvoorwaarde is dan dat de productie van warmte wordt ontkoppelt van de productie van elektriciteit, zodat de installaties niet produceren indien de stroomprijs te laag is. Dit flexibiliseren resulteert wel in lagere jaargemiddeld rendementen omdat het aantal uren dat efficiënte gelijktijdige opwekking wordt gebruikt lager is.

72. Wordt de warmtekrachtkoppeling op grote schaal in de zware productie-industrie toegepast?

Er is nog steeds een grote geïnstalleerde basis in de procesindustrie maar deze is in elektrisch vermogen aan het dalen. Dit is ook te zien in cijfers van het CBS. Er is nog iets minder dan 2 GW aan opgesteld vermogen in de procesindustrie.

73. Wat gebeurt er met de financiële haalbaarheid wanneer duurzame energie verder wordt opgeschaald?

Meer invoering van zon en wind opgewekt vermogen en meer verbindingen tussen landen gaat vermoedelijk zorgen voor een lagere elektriciteitsprijs. Het gemiddelde niveau is nog niet helemaal duidelijk maar het gemiddelde prijsniveau van een jaar- duerkromme is aan het dalen en kan nog verder dalen.

De piekprijzen zijn daarentegen nog onduidelijk. Ze staan nu onder druk doordat er overcapaciteit is in elektriciteitsopwekking. Wanneer overcapaciteit verdwijnt, komen er hogere piekprijzen en piekprijzen zijn goed voor de elektrische opwek technieken zoals [flexibele] WKK.

De rentabiliteit van een flexibele warmtekracht koppeling zou eventueel licht kunnen verbeteren maar vermoedelijk zit je dan niet voor 2020 en zal het eerst nog verslechteren. Onze warmtekracht koppeling studies laat pas in 2030 verbeteringen zien voor flexibele warmtekracht koppelingen.

De Gasketel

74. Wat zijn de benodigdheden voor een gasketel?

In basis wanneer een bedrijf een stoomvraag heeft.

Worden gasketels vaak gebruikt als back-up c.q. als middel om een fluctuaties in de stoomvraag op te vangen?

Ja, wat je vaak ziet is een opstelling met één warmtekracht koppeling aangevuld met één of twee gasketels. Dan is de gasketel soms als back-up en soms als ondersteuning voor piekvraag of iets dergelijks.

In het power-to-products verhaal zit een aardappel verwerker. Zij hebben bijvoorbeeld niet het hele jaar rond een grote stoomvraag, maar pieken in een bepaalde periode. Zij hebben hun stoomvoorziening hierop ingericht.

75. Zijn er in Nederland veel bestaande gasketels in de zware productie-industrie?

Ja, want het is een belangrijk deel van veel stoomnetwerken en deze netwerken vind je in bijna iedere procesindustrie. Mijn beeld is dat ze veel voorkomen. Het is in ieder geval heel belangrijk in de warmtevraag van de industrie.

- a. Onder welke omstandigheden zijn deze gasketels rendabel?

Een aardgasketel wordt vaak gezien als "default optie". Rendabel is een verkeerde term, want het zijn gewoon kosten die erbij horen. . Een bedrijf heeft vaak een warmte vraag en deze moet ingevuld worden, dan is de eerste optie een gasketel.

76. Is het installeren van een nieuwe gasketel rendabel of zijn veel partijen bezig met zoeken naar alternatieven?

Ja, ik denk dat de bedrijven die energiekosten als een grote kostenpost ervaren, een blik naar buiten hebben om goedkopere oplossingen te verkennen. Er zijn daarnaast ook bedrijven die niet of beperkt zoeken naar "out of the box" oplossingen.

77. Wat gebeurt er met de financiële haalbaarheid van de gasketel wanneer duurzame energie verder wordt opgeschaald?

Die verandert an sich niet, zolang de prijzen van aardgas niet veranderen. Gasprices worden niet sterk /op korte termijn door elektriciteitsmarkten beïnvloed. Elektrische boiler

78. Ziet u toepassingsmogelijkheden voor een elektrische boiler?

Ja, die zijn er zeker aangezien de technologieën al bewezen zijn en de kosten voor een dergelijk boiler relatief laag zijn.

79. Zijn er grote beperkingen voor de toepassing van een elektrische boiler?

Voor een aansluiting met voldoende capaciteit ben je de netbeheerder(s) een bepaald maandelijks bedrag verschuldigd. Dit blijkt in sommige gevallen nog een economische beperking die door een gering aantal draaiuren niet kan worden gedekt.

Wanneer er al een aansluiting ligt die voldoende is en de elektrische boiler kan daardoor gevoed worden, dan valt het wel mee. Het is dus business case afhankelijk.

80. Als een elektrische boiler zijn toepassing vindt in de zware productie-industrie, is er dan voorkeur voor een elektrodeboiler of een weerstandboiler?

Weet ik niet.

Verwacht u dat een elektrische boiler nu al rendabel is of moeten er nog jaren overheen gaan voordat dit principe rendabel wordt? Hoe kijkt u naar de toekomst en wat is of verwachting?

Ik vermoed dat het voor het gemiddelde chemische bedrijf nu niet rendabel is en dat je nu moet zoeken naar uitzonderingen. Maar dat de rentabiliteit vermoedelijk gaat verbeteren en zeker wanneer we kijken naar de ambities van het energieakkoord. Het flexibel inzetten van dit soort installaties blijft naar mijn idee zeer kansrijk.

81. Wat zijn de benodigheden voor de toepassing van een elektrische boiler?

Voornamelijk een aansluiting met voldoende capaciteit.

82. Zijn er gevallen bekend waarbij elektrische boilers inspelen op de onbalansmarkt in het elektriciteitsnet? Zo ja, waar?

Deze zijn er volgens mij nog niet. Ik weet wel dat er partijen bezig zijn met onderzoeken naar business cases voor elektrische boilers.

a. Zijn deze gevallen beproefd?

Niet van toepassing.

Biomassa centrale

83. Ziet u potentie in de toepassing van biomassa in de zware productie industrie? (rekening te houden met de SDE Subsidie)

Ja, als het kostenneutraal is. Bedrijven met CO₂ reductiedoelstellingen / CO₂-footprint doelstellingen overwegen deze optie zeker wel. Maar ik kan nog geen succes verhalen van bulktoepassingen. Ik heb ook niet veel aan dit veld gewerkt, moet ik bekennen.

a. Als dit wel het geval zou zijn, wat zijn de voor de hand liggende keteltypes?

Weet ik niet.

b. Wat zijn de criteria voor de toepassing van een biomassa centrale?

Je moet grote hoeveelheden biomassa kunnen aanvoeren en verbranden en hier moet je de ruimte voor hebben. Je hebt voorraad nodig, een rookgas-reiniging waardoor naast financiële criteria, het criterium van voldoende ruimte en inpasbaarheid belangrijk is.

84. Zijn er al gevallen in de productie-industrie waar deze technologieën worden toegepast, zo ja, waar?

Ik ken ze niet.

Zijn deze technologieën beproeft en werken ze positief?

Niet van toepassing.

Mechanische damprecompressie

85. Onder welke voorwaarden blijkt mechanische damprecompressie financieel haalbaar?

Voorwaarde is dat je zo veel mogelijk draaiuren moet maken. Het is namelijk een relatief kapitaalintensief energie-terugwinsysteem.

Een andere voorwaarde is dat Je een geschikte reststroom lagedrukstoom nodig hebt.

86. Kan mechanische damprecompressie worden gebruikt voor iedere reststroom (damp)?

Niet behandeld

- a. Wat zijn de criteria voor de toepassing van MDR?

Voldoende draaiuren en een geschikte reststroom (zie antwoord 16).

Een aanvullende voorwaarde is dat de kosten van elektriciteit niet de baten overstijgt.

87. Kan damprecompressie worden gebruikt als power2heat bron?

Het is een vorm van power-to-heat met een rendement van meer dan 100 procent. Het kan naar mijn inzien niet zeer flexibel worden bedreven aangezien het een continue proces is en het terugverdiend moet worden over veel draaiuren. Het is een optimalisatie van het stoom circuit.

- a. Als u deze bron afweegt tegen het toepassen van een elektrische boiler, waar ziet u dan de grootste financiële winst?

Niet behandeld.

Overig

88. Kunt naast de bovenstaande technieken nog meer technieken aanbevelen voor het opwekken van stoom, zo ja, Welke technieken zijn dit?

Ja er zijn meer technieken. Bijvoorbeeld een thermo akoestische warmtepomp maar hier weet ik het fijne niet helemaal van.

Geothermie is mogelijk als je diep gaat.

Stoom gedreven warmte pomp. Verder weer ik hier technisch inhoudelijk niet het fijne van.

De net opgesomde technieken zijn over het algemeen complexe systemen met significante investeringskosten. Daarom hebben deze innovatieve technieken zullen voor de komende jaren naar mijn idee geen enorme uptake hebben. Dit heeft ook te maken met de investeringshorizon van bedrijven in de procesindustrie. Bij een deel van de bedrijven moeten investeringen in utility-sfeer zich binnen enkele jaren terugverdienen.

89. Kampt de algehele markt met een vervangingsvraagstuk voor de huidige stoominstallaties?

Dat vraagstuk is er zeker. WKK's in de procesindustrie zijn veel geplaatst tussen de jaren '80 en '90 en zijn nu aan het einde van hun levensduur waardoor een vervangingsvraagstuk ontstaat. Hiernaast renderen ze zeer marginaal of soms zelfs negatief. Als laatste kunnen emissie eisen (NO_x) ook nog een rol spelen. Het wordt dan een optelsom van redenen waardoor een bedrijf een vervanging zoekt.

90. Wat is uw visie op de haalbaarheid van een business model waarbij een energiemaatschappij stoom-contracten afsluit?

Ik denk dat dit voor een aantal industrieën zeker haalbaar is zolang er een bepaalde mate van leveringszekerheid en zekerheid over de financiële kasstromen wordt geboden met uiteindelijk weer keuzevrijheid. Industrie ziet stoom als kostenpost die geoptimaliseerd moet worden maar zijn hierbij altijd beducht op dat ze in een soort afhankelijke situatie komen.

Er zijn ook bedrijven waarbij dit soort contracten niet mogelijk zijn omdat industriebedrijven zelf eigenaar van alle installaties willen zijn.

91. Word een warmtekrachtkoppeling altijd samen met een gasketel toegepast?

Niet behandeld.

92. Ziet u mogelijkheden om te schakelen tussen verschillende energiebronnen met verschillende installaties om één stoomvraag te voeden?

Ja, volgens mij zijn die er dus. Het gaat hier dan over bedrijven die hun warmtekracht koppeling flexibel hebben gemaakt. Zij hebben nu meerdere manieren om hun stoom te maken. Hybride stoom elektrische ketels die in de context van één apparaat zijn ook zeker interessant. Maar deze bestaat nog niet maar hier zijn al wel partijen naar aan het oriënteren.

93. Kijken er marktpartijen op dit moment naar alternatieven voor het opwekken van stoom?

Buiten de opties die we besproken hebben, heb ik geen verdere aanvullingen.

Interview Rob Stikkelman op 10 april 2015

Erik Wieringa aan het woord is in het zwart

Rob Stikkelman aan het woord is in het blauw en cursief

Start interview:

Als iemand opnames maakt zeg ik altijd van tevoren dat ik zo nu en dan onzin uitkraam.

Zou u zichzelf kunnen voorstellen en kunnen vertellen wat u doet, in welke werkvelden u aan het werk bent en wat uw loopbaan is geweest?

Mijn naam is Rob Stikkelman, chemisch technoloog. Ik ben gepromoveerd op een destillatie onderwerp. Daarna heb ik enkele jaren bij Shell gewerkt waarna ik bij het instituut voor schone energie van TU delft heb gewerkt van '91 tot '04. Sinds 2004 ben ik in dienst bij de faculteit Techniek Bestuur en Management. Ik houd mij in het algemeen bezig met projecten in het Rotterdamse havengebied of bij andere havens. Ik heb wel een onderzoekersverleden maar probeer nu juist veel werk te zoeken voor onderzoekers. Behalve dat ik dat doe, word ik ook veel ingezet voor het begeleiden van afstudeerders en het geven van colleges.

De warmtekrachtkoppeling

94. Wat zijn de randvoorwaarden voor de installatie van een warmtekrachtkoppeling?

Ik begrijp niet helemaal de vraag. Maar zal toch antwoord geven. Ik vind het typisch een installatie die gebruikt wordt wanneer de elektriciteitsproductie tekort schiet.

Wat is de benodigde vraag bij een klant zodat een warmtekrachtkoppeling een goede optie is?

Ik denk dat de klant daar interesse voor had op het moment dat er markt was voor elektriciteit waar zo nu en dan productiecapaciteit nodig was en eigenlijk voor zichzelf de warmtekracht koppeling gebruikten om warmte te maken.

95. Is het tegenwoordig rendabel om een nieuwe warmtekrachtkoppeling te installeren?

Mijn mening is, absoluut niet. De motivatie voor het installeren van een warmtekracht koppeling is "het produceren van elektriciteit wanneer daar behoefte aan is". Echter is er in Nederland geen tekort aan productie van Elektriciteit. Sterker nog, in Nederland is een overschot aan elektriciteitsproductie. Het installeren van een nieuwe warmtekracht koppeling op dit moment, "niet doen".

a. Welke omstandigheden maken een warmtekrachtkoppeling rendabel?

Je eigen behoefte aan warmte is essentieel voor de rentabiliteit van een warmtekracht koppeling. Dus als het uit kan om de warmte in je eigen processen te gebruiken en het primair doet voor je eigen business, zou je het kunnen overwegen. Maar ik zou het niet doen.

96. Wordt de warmtekrachtkoppeling op grote schaal in de zware productie-industrie toegepast?

Ja. Ik weet niet of het toeneemt of afneemt.

97. Wat gebeurt er met de financiële haalbaarheid wanneer duurzame energie (elektrisch) verder wordt opgeschaald? (wat is uw gevoel erbij, wat is uw vermoeden?)

Een warmtekracht koppeling zorgt voor een bepaalde mate van flexibiliteit op het net. Maar als je fors meer duurzaamheid krijgt, groeit de vraag naar back-up vermogen ook. Er zou vraag kunnen komen naar warmtekracht koppelingen. Dit kan echter gerust 10 tot 20 jaar duren.

De Gasketel

98. Wat zijn de benodigheden voor een gasketel?

Een goed gascontract is erg belangrijk. Huidige contracten bestaan voor een deel uit de aansluiting waarbij de maximale capaciteit die je van het gasnet kan ontlenu de kosten bepaald en voor een ander deel uit het daadwerkelijke gebruik van gas. Hierdoor streven bedrijven erna om hun gasgebruik uit te middelen over tijd zodat ze die hoge capaciteit kunnen verlagen.

De bron "gas" is in Nederland erg betrouwbaar. Betrouwbaarheid kan een beweegreden zijn om een gasketel te installeren.

99. Zijn er in Nederland veel bestaande gasketels in de zware productie-industrie?

Ja, voor stoomproductie. Ik denk dat de meeste bedrijven stoom produceren op basis van gas, op een aantal na die dat niet doen. En dat zijn vaak raffinaderijen die een alternatief hebben voor gas en dat is dan een restproduct uit hun proces.

a. Onder welke omstandigheden zijn deze gasketels rendabel?

Eigenlijk onder geen enkele omstandigheid. Het is een gedwongen iets waar je aan moet voldoen aangezien je stoom moet produceren. Je moet uiteindelijk leverzekerheid van de gasketel afwegen tegen andere goedkopere manieren van het opwekken van stoom.

Maar ik denk ook dat er een groot aantal mensen niet nadenken over alternatieven voor een gasketel omdat het een vrij standaard manier van denken is om met gas stoom te maken.

100. ~~Is het installeren van een nieuwe gasketel rendabel~~ of zijn veel partijen bezig met zoeken naar alternatieven?

Ja, dat is wel aan de hand. Maar je ziet vaak dat niet de mensen die een ketel nodig hebben aan het zoeken zijn naar alternatieven maar de mensen die erbij gebaad zijn stoomketels te installeren die op zoek zijn naar alternatieven.

En natuurlijk bedrijven die zien dat hun gasketel is verouderd, zijn aan het zoeken naar een geschikte oplossing.

Ik denk niet dat er bedrijven zijn, en ik kan dit niet hard maken maar dit is een vermoeden, die op zoek zijn naar een nieuwe manier van opwekken van stoom zonder dat hun huidige installatie is verouderd. Een hoger rendement is vaak niet een argument als de oude ketel nog niet is versleten. Als deze partijen er eerder aan zouden rekenen, is het goed mogelijk dat het wel eerder uit kan.

101. Wat gebeurt er met de financiële haalbaarheid van de gasketel wanneer duurzame energie verder wordt opgeschaald? (dus eigenlijk vraag is ik of de gasprijs gekoppeld is aan de elektriciteitsmarkt)

Ja en nee

Als je voor duurzaamheid van elektrisch kijkt dan is het wanneer er meer duurzaam elektriciteit wordt geproduceerd verwacht ik dat de prijs van elektriciteit zal dalen. Dan komt gas er moeilijker voor te staan.

Maar, nou wordt er op een andere manier duurzaam gas gemaakt, dan krijg je dus een strijd tussen gas uit afval waar je allerlei milieuoordelen aan kan rekenen enzovoort. En dan weet ik het niet.

Elektrische boiler

102. Ziet u toepassingsmogelijkheden voor een elektrische boiler? (niet als stand-alone maar als toevoeging op andere installaties)

Ja, meteen. Als stand-alone absoluut niet omdat je het overgrote deel van de tijd "te dure" elektriciteit gebruikt. Maar dit heeft puur te maken met de schommelingen in de elektriciteitsprijs. Dit is een toepassing die ik zie.

Het is alleen niet de oplossing om alle schommelingen uit de elektriciteitsprijs te halen. Je het altijd een deel van de duurzame markt die je kan gebruiken. Je moet het niet volledig gebruiken. Want zodra je de slingeren uit het net oplost is er geen markt meer. Het is goed dat er een marktmechanisme is maar zodra je hier te veel gebruik van maakt, ga je de markt veranderen en wordt het niet meer interessant om in deze markt te fungeren.

Op hele lange termijn kun je je afvragen of de productie van elektriciteit uit duurzame bronnen, gemiddeld niet goedkoper wordt dan uit gas of kolen. Dit is wel op hele lange termijn.

103. Zijn er grote beperkingen voor de toepassing van een elektrische boiler?

Technisch geen.

Maar een ongunstig contract kan wel een beperking zijn. Dit werkt namelijk het zelfde als bij gas. Je betaalt voor de maximale capaciteit van de aansluiting en voor het gebruik van elektriciteit. Dus als je moet betalen voor een hoge capaciteit terwijl je hier niet volledig gebruik van maakt, is dit eigenlijk funest voor het gebruiken en inzetten van elektriciteit.

Ik heb geen goed idee bij de kosten van de aansluiting maar ik weet niet wat de exacte impact op het financiële plaatje van een elektrische ketel is. Mijn vermoeden is dat het wel mee valt. Maar nogmaals, ik heb geen idee wat een kilometer elektriciteitskabel van 100KV kost.

104. Als een elektrische boiler zijn toepassing vindt in de zware productie-industrie, is er dan voorkeur voor een elektrodeboiler of een weerstandboiler?

Ik weet niet zo goed wat een electrodeboiler is. Ik verwacht dat er bij een electrodeboiler een hoop bijproducten als waterstof en zuurstof ongewenst worden geproduceerd. Verder hebt je een elektrolyt nodig.

Volgens mij is heeft een weestandsboiler al een rendement wat voldoende is. Volgens mij komt het neer op 98%. Behalve als die bijproducten nodig zijn. Een weerstandsboiler is ook al ontzettend snel dus daar kan een electrode boiler ook geen voordeel op hebben.

105. Wat zijn de benodigdheden voor de toepassing van een elektrische boiler?

106. Zijn er gevallen bekend waarbij elektrische boilers inspelen op de onbalansmarkt in het elektriciteitsnet? Zo ja, waar?

Nee, niet dat ik weet.

a. Zijn deze gevallen beproefd?

Biomassa centrale

107. Ziet u potentie in de toepassing van biomassa in de zware productie industrie? (inclusief SDE+)

Wel voor bedrijven die alleen aan het verbranden zijn maar niet doorgaans voor de procesindustrie. Het is een overweging want met elektriciteit moet je een schakelaar over halen, voor gas moet je een kraan open draaien maar voor biomassa moet je 20 man in diens nemen die met trucks heen en weer gaan rijden.

En in het geval dat je de toevoer van biomassa uitbesteed aan een energiemaatschappij die deze expertise al heeft?

Het kostenverhaal blijft hetzelfde alleen leg je het nu bij de energiemaatschappij. Ik denk niet dat je het als energiemaatschappij moet willen. Ik geloof wel dat je er elektriciteit van maakt maar niet dat je stoom van maakt als energiemaatschappij.

a. Als dit wel het geval zou zijn, wat zijn de voor de hand liggende keteltypes? (we hebben het enkel over vaste stoffen)(en wat voor brandstof heeft de voorkeur)

Ik weet hier niet het exacte antwoord op... het enige criteria is als je biomassa in je stoomproductie steekt moeten deze producten niet nog een waarde hebben. Maar ik kan me voorstellen dat bij de productie van bijvoorbeeld suikerbieten, de restproducten die geen nut meer hebben verbrand worden in een biomassa centrale. Argumentatie daarvoor is: hoe kom je anders van die restproducten af.

b. Wat zijn de criteria voor de toepassing van een biomassa centrale?

Naast economische dingen. Moet je op je hoede zijn voor de afkomst van de biomassa. Neem als voorbeeld de discussie over palmolie. Als je dat hier verbrand heeft dat ergens ander op de wereld gevolgen.

108. Zijn er al gevallen in de productie-industrie waar deze technologieën worden toegepast, zo ja, waar?

De bio brandstof moet verhandelbaar en transporteerbaar zijn. Het moet niet gaan rotten als het op een berg ligt. Biomassa moet droog zijn. Er moet geen broei optreden in je biomassa. Die biomassa toevoer moet je beschouwen als een gewone energietoevoer waar je je bedenkingen bij hebt. Je moet alert zijn op alle kleine details die kunnen optreden bij opslag en aanvoer van biomassa aanvoer.

Mechanische damprecompressie

109. Onder welke voorwaarden blijkt mechanische damprecompressie financieel haalbaar?

Dit vind ik een lastige vraag. Vertel me eerst even wat meer over wat mechanische damprecompressie is, dan kan ik me verder inleven...

Mechanische damprecompressie het opnieuw comprimeren van laagwaardige druk stoom of flash stoom zodat je de temperatuur en de druk weer op een dusdanig niveau brengt dat de stoom weer gebruikt kan worden in een productieproces.

Dus het is de stoom oppiepen... ik denk dat wanneer je de druk opvoert, je ook nog moet bijstoken.

110. Kan mechanische damprecompressie worden gebruikt voor iedere reststroom (damp)?

Niet behandeld.

- a. Wat zijn de criteria voor de toepassing van MDR?

Niet behandeld.

111. Kan damprecompressie worden gebruikt als power2heat bron?

- a. Als u deze bron afweegt tegen het toepassen van een elektrische boiler, waar ziet u dan de grootste financiële winst?

Niet behandeld.

Overig

112. Kunt naast de bovenstaande technieken nog meer technieken aanbevelen voor het opwekken van stoom, zo ja, Welke technieken zijn dit?

Ja, geothermie. Maar, in Nederland is dat wat lastig.

En als we zware procesindustrie bekeken die meer dan 15MW stoom produceert, heeft geothermie dan significante invloed?

In Nederland niet, in IJsland wel. Je moet op zoek gaan naar plekken waar het als stoom naar boven komt. Dan moet je het nog steeds recirculeren met een warmtewisselaar want er komt naast stoom ook allemaal "ellende" uit de grond.

Misschien als je in Nederland veel dieper gaat, kun je wel stoom uit de grond halen. maar dan is het economisch niet haalbaar.

Nog een methode maar dat is wel aan de extreme kant: "Blue Rise" is een techniek die elektriciteit opwekt maar het kan ook stoom zijn. Wat ze doen is gebruik maken van temperatuurverschil van zeewater op 2000 meter diepte en het oppervlakte water. het bedrijf dat dit aan het ontwikkelen is doet experimenten in gebieden met warm zeewater bijvoorbeeld de Caribbean of Hawai. Dit systeem kan uiteindelijk 5 tot 30 MW opwekken.

Afval verbranding zou ook een mogelijkheid zijn. Dit gebeurt al in Rotterdam. Het gebeurt niet op locatie van het bedrijf zelf maar nabij en het wordt door middel van een stoompijp de stoom naar productieprocessen vervoerd. Of dit duurzaam is, deels wel, deels niet.

113. Kampt de algehele markt met een vervangingsvraagstuk voor de huidige stoominstallaties?

Ik denk dat veel zware industrie in Nederland gezien kan worden als jaren '60 '70 industrie. Ik denk dat een groot deel van de apparatuur die er staat aan vervanging toe is. Maar, de vraag is of dat vervanging wordt of dat het gewoon uit gaat. De vraag is hierbij "hoe sterk is de industrie in Nederland?". Ik denk dat er heel veel installaties afgeschreven zijn maar ik weet niet of ze worden vernieuwd of gewoon worden afgeschakeld.

114. Wat is uw visie op de haalbaarheid van een business model waarbij een energiemaatschappij stoom-contracten afsluit?

Totaal haalbaar, doen. Als je stoom produceert en je kan kiezen tussen elektrisch of gas, lijkt het technisch allemaal geen probleem, economisch lijkt het interessant alleen contractueel lijkt het vervelend. Als je in de huidige constructie moet je een contract maken met de gasleverancier, de leverancier van elektriciteit en de gebruiker ervan. Je krijgt dus een soort van driehoeksverhouding. In sommige gevallen levert de leverancier van elektriciteit ook gas. In dat geval is het eenvoudig dat die partij ook stoom levert en dan zeg ik, doen.

115. Word een warmtekrachtkoppeling altijd samen met een gasketel toegepast?

Niet behandeld.

116. Ziet u mogelijkheden om te schakelen tussen verschillende energie bronnen met verschillende installaties om één stoomvraag te voeden?

Dat is de hele essentie van het stoom-idee. Iedere installatie individueel heeft geen specifieke voordelen en het is nu nog steeds dat een gasgestookte installatie de goedkoopste en de beste is op lange termijn. Maar het sluw kunnen schakelen is de crux en daar draait het om.

Het moet alleen wel kunnen. Schakelen tussen elektrisch of gas, zie ik zitten. Schakelen tussen elektrisch en bio zie ik niet zitten. Om dat Biomassa niet makkelijk schakelt.

Ook als je alleen de baseload met biomassa voorziet, zegt mijn gevoel dat het te lastig is om naast bio nog 2 andere inputs te gebruiken. Ik vermoed dat wanneer je een economische evaluatie maakt van de 3 inputs en je bent flexibel, je altijd één van de drie inputs kunt laten vallen omdat het niet economisch is. Behalve wanneer het aanbod van biomassa zo is dat je deze zelf gedeeltelijk kunt voorzien. Maar dat zijn uitzonderingssituaties.

117. Kijken er marktpartijen op dit moment naar alternatieven voor het opwekken van stoom? (out of the box)

*Ik denk dat er veel partijen kijken naar het flexibel gebruik maken van elektriciteit. Mijn vermoeden is wel dat de eerste paar succes hebben en de rest achter het net vist. Wanneer er dan meer partijen **toch gebruik maken van deze markt, stort de markt in.***