

Kostnadsminimering og porteføljeforvaltning for en markedsaggregator i spotmarkedet

Christian L. Svendby

Industriell økonomi og teknologiledelse
Innlevert: juni 2013
Hovedveileder: Asgeir Tomasgard, IØT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse

Forord

Denne oppgaven er skrevet som avsluttende diplomoppgave på masterstudiet industriell økonomi og teknologiledelse ved NTNU, våren 2013. Oppgaven er skrevet innen hovedprofilen investering, finans og økonomistyring. Optimeringsmodellen som er presentert i denne diplomoppgaven er basert på arbeid fra forskningsprosjektet Styr Smart i Smartgrid, et prosjekt etablert av NCE Smart Energy Markets. Det har vært et tett samarbeid med doktorgradsstipendiat Stig Ottesen ved institutt for industriell økonomi og teknologiledelse, som skriver en doktoravhandling innenfor samme fagfelt. Arbeidet er knyttet opp mot forskningsmiljøer innen kraftbransjen og Smart Grid.

Jeg vil takke mine veiledere Stig Ottesen, Aleksandra Roos og Asgeir Tomasgard for gode diskusjoner og innspill. Samarbeidet med Stig Ottesen har vært spesielt lærerikt og motiverende. Vi har jobbet tett sammen med oppbygning av modellen og videre med implementering og testing. Aleksandra Roos har vært en god veileder ved å knytte oppgaven mot næringslivet og deres behov.

Christian Svendby

Dato: 05.06.2013

Sammendrag

I denne masteroppgaven presenteres det en stokastisk beslutningsmodell for en energikunde eller en aggregator med aggregert kundeportefølje. Et generalisert rammeverk er etablert for å kunne analysere flere typer energisystemer og kunne utnytte potensialet av fleksibilitet hos en kunde av aggregatoren. Det totale energisystemet deles inn i tre delsystemer: 1) Elektrisitetssystemet, 2) Varmesystemet og 3) Kjølesystemet. Hvert enkelt delsystem kan bestå av flere enheter av produksjonsenheter, lager og lastenheter. Videre er lastenhetene delt inn i ulike fleksibilitetsklasser basert på deres fleksible egenskaper: ikke-fleksible laster, reduserbare laster og flyttbare laster.

Siden det eksisterer usikre parametere som etterspørsel og priser er det foreslått en stokastisk modell som tar hensyn til usikkerhet gjennom analyse av flere scenarier. Modellen er nøye presentert i et eget kapittel som tar for seg alle restriksjonene knyttet til de ulike komponentene i energisystemet og Elspotmarkedet.

Modellen er konstruert for å finne det optimale budet i «dagen-før» markedet styrt av Nordpool. Basert på prognoserte priser på elektrisitet for de neste 24 timene skal modellen finne den budmatrisen som resulterer i lavest forventede energikostnad. Energikostnadene inkluderer kostnaden for reduksjon av laster, kjøpt volum av elektrisitet i spotmarkedet, kostnaden for alternativ energikilde og kostnaden for handel av elektrisitet i et alternativt marked. Aggregatoren utnytter den tilgjengelige fleksibiliteten hos sine kunder, samtidig som den må tilfredsstille tekniske krav til energisystemene satt av kunden. Med utgangspunkt i ulike scenarier for prognoserte spotpriser finner modellen den optimale forbruksplanen til hver kunde.

Modellen er testet gjennom en casestudie av tre kunder med tilgjengelig fleksibilitet. Kundeporteføljen består av en kunde med et stort industrielt anlegg av typen prosessindustri, en kunde med et mellomstort industrielt anlegg av type matproduksjon og en kunde med et større kontorbygg. Målet med porteføljen er å skape en troverdig representasjon av den aggregerte forbrukerfleksibiliteten som er satt sammen av enkelte fleksibilitetsressurser hos kunder med ulike lasttyper og kostnader.

Et av målene med casestudien var å finne ut om aggregering av forbrukerfleksibilitet førte til reduksjon i de totale energikostnadene. Resultatet fra casestudien viste til en differanse på 1005,75 NOK mellom den totale energikostnaden for kundene summert og den totale kostnaden for aggregatoren. Verdien av aggregering ble dermed estimert til 1005,75 NOK basert på utvalgt kundeportefølje. Videre resulterte studien i et estimat på verdien av fleksibilitet og viste hvordan aggregatoren utnyttet den tilgjengelige fleksibiliteten hos sin portefølje. Fra casestudien ble det estimert en verdi på 17 186,29 NOK basert på differansen

mellom de totale kostnadene for aggregatoren med og uten utnyttelse av fleksibilitet. Verdien av fleksibilitet dannet grunnlaget for utviklingen av forretningsmodeller for en aggregator. Forretningsmodellene viser hvordan en aggregator kan fordele gevinsten på 17 186,29 NOK ut ifra hvordan fleksibiliteten hos kundene blir utnyttet.

Nøkkelord: Aggregator, kunde, Smart Grid, Elspot, Stokastisk programmering

Abstract

In this article we propose a stochastic model for an energy customer or an aggregator with an aggregated portfolio. A generalized framework is established to analyze different energy systems and to utilize the customer's potential of flexibility. The total energy system is divided into three subsystems: 1) The electricity system, 2) The heating system, 3) The cooling system. Each system includes units like production units, storage and load units. Further, the load units are divided into different classes of flexibility based on their flexible properties: non-flexible load, reducible loads and shiftable loads.

Uncertainty in parameters like price and demand is taken into account by analyzing different scenarios with a stochastic model. The model is presented by an objective function and restrictions on the components in the energy systems and on the electricity spot market.

The model is constructed to find the optimal bid in the "day-ahead" Nordic market controlled by Nordpool. Based on predicted electricity prices for the next 24 hours, the target is to find the bid that minimizes the total energy cost. The total energy cost includes cost of reduction, cost of dispatched volume in Elspot, cost of energy carrier switch and cost of energy traded in the real-time-markets. The aggregator can use the portfolio of flexibility as long as the technical requirement is satisfied. Different predicted scenarios of the electricity price lead to several optimized consumption plans for the customer, but only one optimized bid.

The model is tested in a case study with a portfolio of three customers with potential of flexibility. The portfolio consists of a customer with a large process industry factory, a customer with a large food factory and a customer with a large office building. The portfolio should reflect a reliable representation of the aggregated potential of flexibility.

One of the main goals of the case study is to find out if the aggregated demand response can lead to a reduction in the total energy costs. Results from the case study indicate a difference in the total energy cost from each customer alone and the energy cost of the aggregated portfolio. The value of aggregation is estimated to 1005.75 NOK based on the portfolio consisting of three customers. Another target is to estimate the value of flexibility and show how the aggregator utilizes the portfolio. From the case study, the value of flexibility was estimated to 17 186.29 NOK by comparing the aggregator's total energy costs with and without use of flexibility. The value of flexibility is used to develop two business models for an aggregator. The business models illustrate how the aggregator can divide the income depending on the use of flexibility.

Key words: Aggregator, customer, Smart Grid, Elspot, stochastic programming

Innhold

1 Introduksjon	13
2 Aggregatorrollen	17
Nettselskap som aggregator	19
Uavhengig aggregator	19
Strømleverandør som aggregator	20
Aggregatormodell	20
3 Elspot markedet	21
Timesbaserte bud	21
Blokkbud	22
Timesfleksibelt bud	22
4 Definisjoner	24
5 Introduksjon av stokastisk modell	28
Tidsoppløsning og planleggingshorisont	28
Energiproduksjon	29
Fleksibilitetsklasser	30
Elspot	32
Avsavnskostnader	34
Oversikt over den generiske modellen	35
6 Optimeringsteori – stokastisk programmering	36
7 Flytskjema for modellen	38
8 Matematisk formulering	39
Sett	39
Indekser	40
Parametere	40
Energibærere	40
Energiproduksjon og energilager	40
Laster	41
Markeder	42
Senarioer	42

Variabler	42
Objektfunksjon	44
Restriksjoner.....	46
Energibærere	46
Energiproduksjon.....	47
Energilager	48
Reduserbare laster.....	49
Flyttbar last	52
Balanse til energisystem	53
Bud i Elspot	54
Klarering Elspot	55
2-steps modell.....	55
Restriksjoner på variabler	56
9 Introduerende eksempler	57
Eksempel 1	58
Eksempel 2	63
10 Beskrivelse av porteføljen.....	68
Industrielt anlegg av type matproduksjon	69
Industrielt anlegg av type prosessindustri	73
Kontorbygg	76
Aggregator.....	78
Prisprognose casestudie.....	79
11 Resultater	80
Industrielt anlegg av type matproduksjon	80
Industrielt anlegg av type prosessindustri	83
Kontorbygg	86
Aggregator.....	88
12 Forretningsmodell for aggregatoren	93
Modell 1: Fast rabatt på strømpris	93
Modell 2: Gevinst basert på aktivert fleksibilitet.....	93
13 Konklusjon.....	96
14 Veien videre	98
15 Referanser	99

16 Vedlegg.....	103
16.1 Forklarende eksempel til restriksjon (8.34)	103
16.2 Beregninger til forretningsmodell 2.....	105
Bidrag Matprodusent.....	105
Bidrag Prosessindustri.....	106
Bidrag Kontorbygg	107
Fordeling	107

Liste over figurer

Figur 1 Informasjonsflyt mellom kunde, lastenheter, aggregator og finansielle instrumenter i kraftmarkedet	18
Figur 2 En uavhengig aggregator i forhold til sine viktigste interessenter	19
Figur 3 Illustrasjon av hvordan systemprisen kalkuleres av Nordpool [15]	21
Figur 4 Eksempel på en budmatrise for et prisavhengig bud	22
Figur 5 Informasjonsflyt mellom kunde, lastenheter, aggregator og Elspotmarkedet	22
Figur 6 Ulike fleksibilitetsklasser fra artikkel [21]	25
Figur 7 Fleksibilitetsklassene presentert i denne oppgaven	26
Figur 8 Produksjonsenhet uten ramping	28
Figur 9 Produksjonsenhet med ramping.....	28
Figur 10 Energisystem fra artikkel [23]	29
Figur 11 Illustrasjon av en produksjonsenhet.....	30
Figur 12 Illustrasjon av flyttbart volum. Til venstre vises prognosen, mens til høyre vises den optimale planen	31
Figur 13 Illustrasjon av flyttbar profil. Til venstre vises prognosen, mens til høyre vises den optimale planen	31
Figur 14 Illustrasjon av %-vis reduserbar last. Til venstre vises prognosen, mens til høyre vises den optimale planen	32
Figur 15 Illustrasjon av reduserbar last av typen av/på. Til venstre vises prognosen, mens til høyre vises den optimale planen	32
Figur 16 Illustrasjon av markedsbalansen	33
Figur 17 Kostnadsfunksjon til %-vis reduserbar last	34
Figur 18 kostnadsfunksjon til av/på reduksjon	34
Figur 19 Illustrasjon av den generiske modellen for en kunde	35
Figur 20 Illustrasjon av et enkelt senariotre	36
Figur 21 Illustrasjon av et enkelt senariotre der hvert senario er delt opp i tre deterministiske løsninger.....	37
Figur 22 Illustrasjon av informasjonsflyten i modellen.....	38
Figur 23 Kontrollvolum rundt alle produksjonsenheter	46
Figur 24 Oversikt over strømningsflyten for et energilager	48
Figur 25 Kostnadsfunksjon til %-vis reduserbar last med variabler	50
Figur 26 kostnadsfunksjon til av/på reduksjon med variabler	51
Figur 27 Avgrensningen for oppsett av restriksjonen til systembalansen med variable	53
Figur 28 Illustrasjon av en 2-steps modell med en horisont på 24 timer og 4 senarioer i steg 2. 55	
Figur 29 Elspotprisutviklingen for 8 senarioer med en periode på 24 timer	57
Figur 30 Systemoversikt eksempel 1	58

Figur 31 kostnadskurve el -forbruk og forbruksprognose el-forbruk.....	59
Figur 32 Budkurve for time 19 med klarert pris og volum	62
Figur 33 Systemoversikt eksempel 2	63
Figur 34 Flyttbar last med 6 skiftmuligheter	63
Figur 35 Forbruksprognose el-forbruk, flyttbart volum	64
Figur 36 Systemoversikt industrielt anlegg av typen matproduksjon	70
Figur 37 Kostnadskurven for matprodusent.....	71
Figur 38 Illustrasjon av forbruksplanen for matprodusent	72
Figur 39 Systemoversikt industrielt anlegg av typen prosessindustri	73
Figur 40 Kostnadskurven for prosessindustri	74
Figur 41 Illustrasjon av forbruksplanen for prosessindustri	75
Figur 42 Systemoversikt kontorbygg	76
Figur 43 Illustrasjon av forbruksplanen for kontorbygg	77
Figur 44 Systemoversikt aggregator med tre kunder	78
Figur 45 Kostnadskurven for aggregator	78
Figur 46 Endring av plan for last av typen %-vis reduserbar hos kunden med matproduksjon med aggregert portefølje. [MWh]	89
Figur 47 Illustrasjon av forventet gevinstfordeling for de neste 24 timer basert på forretningsmodell 2	94
Figur 48 Illustrasjon av flyttbar profil	103

Liste over tabeller

Tabell 1 Prognosert spotpris [NOK/MWh] de neste 24 timene for scenario 1-8, til eksempel 1 og 2.	57
Tabell 2 Sannsynlighetsfordelingen mellom de 8 prisesenarioene i eksempel 1 og 2.....	58
Tabell 3 Budmatrise for eksempel 1 i spotmarkedet de neste 24 timene	60
Tabell 4 Kjøpt volum fra spotmarkedet, eksempel 1.....	61
Tabell 5 Volum disponibelt til salg i alternativ marked, eksempel 1.....	61
Tabell 6 Budmatrise for system, eksempel 2.....	65
Tabell 7 Klarert volum i spotmarkedet for scenario 1-8, eksempel 2	66
Tabell 8 Mengde volum kjøpt for å opprette balanse, eksempel 2.....	66
Tabell 9 Endring av forbruksplan for last av typen flyttbar volum, med 6 skift, eksempel 2.....	67
Tabell 10 Resultat scenario 5 skift 2, eksempel 2.....	67
Tabell 11 Prissenarioer for spotprisen de neste 24 timene.....	79
Tabell 12 Sannsynlighetsfordeling mellom de ulike senarioene	79
Tabell 13 Målfunksjonsverdi, totale kostnader	80
Tabell 14 Budmatrise matprodusent	80
Tabell 15 Plan for reduksjon av varmelast type %-vis reduserbar, [MWh].....	81
Tabell 16 Plan for varmeproduksjon fra Elkjel i varmesystem , [MWh].....	82
Tabell 17 Budmatrise prosessindustri [MWh]	83
Tabell 18 Plan for utkobling av produksjonslinje 1, [MWh]	84
Tabell 19 Plan for utkobling av produksjonslinje 2, [MWh]	84
Tabell 20 Plan for elektrisitet produsert fra dampturbin til prosessindustri, [MWh]	85
Tabell 21 Budmatrise kontorbygg [MWh]	86
Tabell 22 Plan for oppvarming av luft og vann i varme-/kjølesystemet [MWh].....	87
Tabell 23 Budmatrise aggregator [MWh]	88
Tabell 24 Avvik mellom plan av elkjel til kontorbygg basert på optimerte verdier fra aggregator og kunden alene. [MWh]	90
Tabell 25 Kostnader i målfunksjon for aggregator og kunder [NOK]	91
Tabell 26 Kostnader i målfunksjon for aggregator og kunder [NOK]	91
Tabell 27 Verdi av fleksibilitet, [NOK]	94
Tabell 28 Bidrag av fleksibilitet fra matprodusent	105
Tabell 29 Bidrag av fleksibilitet fra prosessindustri	106
Tabell 30 Bidrag av fleksibilitet fra kontorbygg	107
Tabell 31 Fordeling av gevinst mellom kunder	107

1 Introduksjon

Dagens kraftnett i Norge er laget for transport av elektrisitet fra store kraftstasjoner med vannkraft der produksjon enkelt kan reguleres. Installasjon av småkraft og fornybar kraft som sol, vind og elvekraft fører til en ny type kraftproduksjon. På grunn av økt fokus på miljøvennlig kraftproduksjon og kraftforbruk må det norske kraftnettet oppdateres til et smartere og mer fleksibelt nettverk.

Innføringen av smarte målere, eller avanserte måle- og styringsystemer AMS, er starten på den norske utviklingen av smartgrids. AMS tilrettelegger for muligheten til å gi kunden innsikt i timesbaserte strømpriser slik at de lettere kan reagere på variasjon i strømprisene. Toveiskommunikasjonen mellom kunden og kraftmarkedet åpner for økt fleksibilitet på forbrukersiden ved at kunden kan styre forbruket sitt i forhold til prisendringer i kraftmarkedet. Sett fra kunden vil AMS føre til økt bevissthet av strømforbruket, ved at de tydeligere kan se hvilke laster i husstanden strømmen har gått til og til hvilken tid.

En annen funksjon AMS har er at den kan fjernstyre laster. Det vil si at AMS legger til rette for å kunne kontrollere strømforbruket via internett eller andre systemer. I teorien er det mulig for en hver kunde å styre lastene i sitt egen hjem basert på systemer som henter informasjon om priser, kraftproduksjon og kapasitet. En annen mulighet er at det etableres en eksisterende eller ny aktør i markedet som tar på seg ansvaret til å styre lastene.

En mulig aktør i markedet som kan ta på seg ansvaret for energidisponeringen hos en kunde, kan være en aggregator. Ordet aggregator kommer av at aktøren ønsker å aggregere porteføljer av tilgjengelig fleksibilitet. En aggregator kan gå direkte inn via AMS å fjernstyre laster og produksjon for å effektivisere energibruken, samtidig som fleksibiliteten kan utnyttes til å gi økonomisk gevinst. Tjenester en aggregator kan tilby sine kunder kan være styringsystemer til forvaltning av ulike laster, forvaltning av kraftproduksjon og en fullstendig energidisponering der ulike laster styres direkte av aggregatoren.

Utviklingen av småskala energiproduksjon kan gi økt potensial av forbrukerfleksibilitet og føre til endring i etterspørselen av elektrisitet hos sluttbrukeren. Produksjon fra teknologier som vindenergi og solenergi kan være vanskelig å predikere, mens energi fra kombinert varme- og kraftanlegg, gassturbin og varmepumper er enklere å forutse. Introduksjonen av småskala energiproduksjon hos sluttbrukeren åpner for muligheten til å dekke noe av energibehovet selv, samtidig som de kan selge energioverskuddet tilbake til markedet. En slik sluttbrukerkaraktistikk med et energiforbruk og energiproduksjon resulterer i en ny aktør i energimarkedet, kalt «prosumert».

Kombinasjonen av småskala energiproduksjon, energilager og ulik etterspørsel hos kunden åpner for flere ulike brukerprofiler. Når en skal analysere systemet hos en energiforbruker vil det være nødvendig å se på alle mulige energibærere som en inkludert. Flere bygg i Norge har valget mellom å dekke varmebehovet ved bruk av elektrisitet eller en annen energikilde, som for eksempel gass eller olje. Bytte av energibærer åpner for et mer fleksibelt system, siden man har mulighet til å velge den energikilden med lavest pris.

For å kunne utnytte forbrukerfleksibilitet er det gjennomført flere studier som forsøker å estimere tilgjengelig potensial av fleksibilitet i ulike typer bygg. "Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway" analyserer forbrukerfleksibiliteten i norske husholdninger, ved å ta i bruk timesbasert måleutstyr og ekstern styring av lastene basert på utviklingen i spotpris. Den observerte forbrukerfleksibiliteten ble målt til 1 kWh/h for forbrukere med standard elektrisk varmtvannsbereder. Ved å aggregere målingen, kan potensialet for forbrukerfleksibilitet fra 50 % av norske husholdninger estimeres til 1000 MWh/h. [1]

I artikkelen [2] presenteres en modell som vurderer verdien av et strømlager kombinert med en vindturbin i typiske britiske husholdninger. Modellens objekt er å minimere de totale energikostnadene, sett fra netteier, gjennom en definert horisont. Resultatene fra modellen viser at et energilager kan ha et signifikant bidrag til reduksjon av de totale energikostnadene.

En artikkel som fokuserer på utnyttelse av forbrukerfleksibilitet er EnRiMa (Energy Efficiency and Risk Management in Public Buildings, 2012). Prosjektet er et samarbeid mellom 9 ulike institusjoner fra 6 europeiske land. EnRiMa-prosjektet har utviklet to typer modeller, en strategisk og en operasjonell. Den strategiske modellen fokuserer på planleggingen av nye investeringer og lønnsomheten til anlegg som er i drift, sett i det lange løp. Den operasjonelle modellen tar for seg beslutninger om energidisponering og kjøp av kraft i spotmarkedet. Modellen fokuserer på det kortsiktige perspektivet, uten mulighet for nye investeringer. Det er tatt høyde for usikkerhet i priser og etterspørsel gjennom deres stokastiske verktøy. Den strategiske og operasjonelle modellen kobles sammen gjennom et helhetlig «Decision Support System» der beslutninger for kortsiktig og langsiktig perspektiv linkes med hverandre [3] .

En annen stokastisk modell er «DER-CAM model» (Distributed Energy Resources Customer Adoption Model), utarbeidet ved «Berkeley Lab» i USA. I artikkel [4] tas det utgangspunkt i et mikronettverk med et installert kombinert kraft- og varmeanlegg. Basert på usikre priser for elektrisitet og brensel benyttes «DER-CAM» modellen til å minimere energikostnader og CO₂-utslipp. Den stokastiske formuleringen av DER-CAM er et to-steps problem der investeringsbeslutninger blir tatt i første steg, mens andre steg tar for seg operasjonelle beslutninger. En forklaring av DER-CAMmodellen finnes i artikkel [4].

Økende fleksibilitet hos sluttbrukeren gir et behov for bedre planlegging og styring av energibruken. Et optimert planleggingsverktøy skal sørge for at kundens behov blir tilfredstilt, samtidig som fleksibiliteten skal utnyttes. Hensikten vil være å produsere en plan for hvordan energibehovet skal dekkes gjennom å regulere energiproduksjon, energilager og ulike lastprofiler. En aggregator vil kunne levere et slikt planleggingsverktøy til sine kunder, og være kontrolløren som fysisk går inn hos sluttbrukeren og styrer lastene.

Modellen som presenteres i denne oppgaven bygger på arbeidet gjort i «En stokastisk optimeringsmodell for prosumeters planleggingsproblem i smartgrid», en prosjektoppgave fra høsten 2012. I den oppgaven ligger hovedfokuset på prosumenten, og hvordan prosumenten kan utnytte fleksibilitet i energisystemet til å redusere kostnader. Forfatterne konstruerer et beslutningsverktøy som skal resultere i en forbruksplan for de neste 24 timene. Basert på prognoserte spotpriser i kraftmarkedet skal modellen vise hvordan en prosument kan redusere de totale energikostnadene ved å reagere på prisvariasjoner. Artikkelen legger et stort fokus på maksimalt energiledd innenfor planleggingsperioden for å analysere hvordan forbruket påvirkes av dette kostnadsleddet [5].

Det er lagt stor vekt på å modellere utnyttelsen av fleksibiliteten riktig, siden det er disponeringen av forbruket som er hovedutfordringen. Modellen i [5] inkluderer flere energibærere, lasttyper og produksjonsenheter for å få frem det totale bilde av forbrukerfleksibiliteten på en realistisk måte. Selv om det kun finnes dynamiske priser for strøm, kan mye av potensialet av fleksibiliteten komme fra andre typer energibærere. Det er derfor valgt å etablere tre energisystemer (elektrisitet, varme, kjøle) for å se på det totale energiforbruket hos en kunde, ikke bare fokusere på strømforbruket.

I denne masteroppgaven benyttes hovedelementene fra modellen i artikkel [5] til å bygge opp et beslutningsverktøy for en aggregator. Hovedfokuset flyttes fra en prosument til en aggregator som kan utnytte en portefølje bestående av flere kunder. Målet med modellen er at den skal resultere i en optimert budmatrise til spotmarkedet, basert på prognoserte priser for de neste 24 timene. I motsetning til artikkel [5] der avsavnkostnadene ble neglisjert, vil det i denne oppgaven rettes et stort fokus på kostnaden knyttet til reduksjon eller utkobling av laster.

For å kunne koble planleggingsmodellen fra artikkel [5] opp mot budgivning i spotmarkedet ble det tatt utgangspunkt i artikkel [6], [7] og [8]. Disse artiklene etablerer et sett av restriksjoner for en strømforhandler som opererer på Nordpool, det nordiske markedet for krafthandel. "Constructing Bidding Curves for a Price-Taking Retailer in the Norwegian Electricity Market" foreslår en stokastisk linear modell til å konstruere stykkevis lineære budkurver som skal sendes inn til Nordpool. Forfatterne tar utgangspunkt i en strømforhandler som ikke kan påvirke

markedsprisen og tilbyr elektrisitet til prissensitive sluttbrukere. Målet med modellen i [6] er å minimere kostnaden knyttet til kjøp av elektrisitet i spotmarkedet og regulerkraftmarkedet. I artikkel [8] presenteres en modell for å bestemme optimal budstrategi for en vannkraftprodusent i det nordiske «dagen-før» kraftmarkedet. Her kobles restriksjoner for vannkraftproduksjon som produksjonskostnader, oppstartskostnader og vannverdi sammen med restriksjoner for optimal budgivning. For å oppnå et optimalt bud i spotmarkedet vil ubalanse mellom solgt volum i spotmarkedet og produksjonsvolum straffes. I [7] utvides budproblemet for en strømprodusent, som handler i spotmarkedet og balansemarkedet, til en multistegs stokastisk modell.

To artikler som tar for seg optimert budstrategi for en kraftkjøper er [9] og [10]. Forfatterne i [9] utvikler en modell for å optimere forbruksplanen på etterspørselssiden. Formålet er å analysere hvilken virkning forbrukerfleksibilitet har på markedsprisen i timer med høy strømpris. Artikkel [10] presenterer en modell for en kraftkjøper i Norge som opererer i «dagen-før» kraftmarkedet til Nordpool. Hensikten med studien er å minimere kostnaden knyttet til spotmarkedet og regulerkraftmarkedet for å undersøke om kraftkjøperen skal by inn forventet etterspørsel.

I denne oppgaven vil det i likhet med [6], [7] og [8] tas utgangspunkt i en strømforhandler som ikke kan påvirke markedsprisen. Aggregatoren opptreer som en kraftkjøper og en kraftselger som har ansvaret for forbruket til sine kunder. Den største forskjellen fra denne oppgaven og artikkel [8] er at det i denne oppgaven fokuseres på en aggregator og ikke en kraftprodusent. Planleggingsproblemet dreier seg ikke om produksjon og vannverdier, men om utnyttelse av fleksibilitet hos sine kunder, slik som [9]. Modellen i denne oppgaven skiller seg ut ved at den kobler laststyring, aggregering og budgivning i en og samme modell. Hensikten er å se hvordan budgivning i spotmarkedet og planleggingsproblemet helt ned på komponentnivå påvirkes av ulike prisutfall i «dagen-før» markedet til Nordpool.

Oppbygningen av oppgaven er som følgende: 2 Aggregatorrollen, 3 Elspot markedet, 4 Definisjoner, 5 Introduksjon av stokastisk modell, 6 Optimeringsteori-Stokastisk programmering, 7 Flytskjema for modellen, 8 Matematisk formulering, 9 Introduserende eksempler, 10 Beskrivelse av porteføljen, 11 Resultater, 12 Forretningsmodell for aggregatoren, 13 Konklusjon og 14 Videre arbeid.

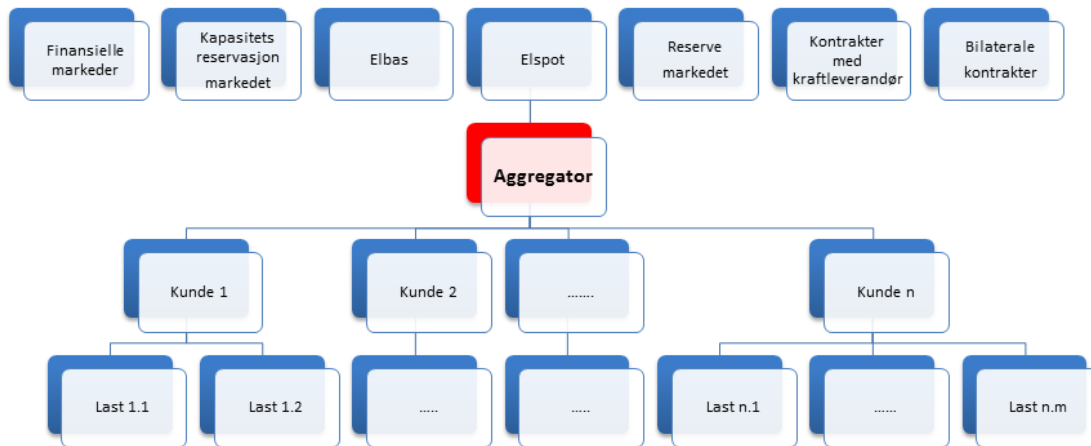
2 Aggregatorrollen

Aggregatoren er en aktør som utnytter en aggregert portefølje av forbrukerfleksibilitet til å oppnå økonomisk gevinst. I dagens kraftbransje finnes det svært få aktører som har tatt på seg rollen som en aggregator, og det finnes fortsatt en del usikkerhet rundt hvilke tjenester en aggregator vil tilby i fremtiden. Forfatterne av denne oppgaven foreslår følgende tjenester for en aggregator:

- Fullstendig laststyring hos kunden
- Leveranse av software
- Konsulenttenester innen energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet
- Markedsdeltagelse for andre aktører
- Analyse av energiforbruk
- Befaring og installasjon

I denne oppgaven vil aggregatoren ta utgangspunkt i fullstendig styring over laster, produksjonsenheter og lager, som er gjort tilgjengelig av kunden. I samarbeid med kunden settes restriksjoner i forhold til de tekniske installasjonene i energisystemene, varighet på laststyring, forbruk, komfort og mengde av tilgjengelig fleksibilitet. Aggregatoren har mulighet til å utnytte dagens kraftmarkeder til å møte kundens behov, samtidig som aggregatoren oppnår økonomisk gevinst fra sine kontrakter med kunden. Dersom aggregatoren kan øke gevinstpotensialet for kundene, vil dette øke kundenes incentiver til å bli forbruksfleksible. Det vil da lønne seg for kundene å la en aggregator ha ansvaret for både laststyring og forvaltning av kundens fleksibilitet.

I likhet med [11] vil aggregatoren tilby tre tjenester til sine kunder. For det første må aggregatoren være fysisk leverandør av kraft for å kunne delta i krafthandel på Nordpool og andre markeder. I tillegg til fysisk levering må aggregatoren tilby styring av laster. Basert på automatiske styringssystemer som er installert hos kunden har aggregatoren mulighet til å styre lastene gjennom signaler som sendes via AMS- avanserte måle- og styringssystemer eller ESS – energistyringssystemer. Til slutt må aggregatoren benytte seg av de finansielle instrumentene tilgjengelig i kraftmarkedet til å møte kundens krav til forbruk, i tillegg til å oppnå økonomisk gevinst. Figur 1 viser et flytskjema for en aggregator og hvordan koblingen er mellom laster, kunder, aggregator og de finansielle instrumentene i kraftmarkedet.



Figur 1 Informasjonsflyt mellom kunde, lastenheter, aggregator og finansielle instrumenter i kraftmarkedet

I tillegg til krav som settes av kunden i forhold til lastens tilgjengelighet vil aggregatoren selv foreta en individuell vurdering av kundene. Målet med en slik vurdering er å få et bilde av porteføljen av fleksibilitet basert på produksjonsenhetenes egenskaper. En elektrokjel kan for eksempel deles inn i 3 ulike hovedgrupper [12]:

- Elementkjel
- Elektrodekjel
- Induksjonskjel

Elektrokjelene benytter forskjellige teknikker til oppvarming av vann som fører til ulikt utnyttelsespotensiale. Modellen i denne oppgaven tar hensyn til ulik karakteristikk på produksjonsenhetene gjennom parameterne installert effekt, virkningsgrad og kapasitetsgrense for input av energibærer.

En annen viktig parameter i modellen er avsavnskostnaden. I likhet med artikkel [13] vil det påløpe seg en avsavnskostnad dersom aggregatoren gjennomfører en lastreduksjon hos kunden som går under en nedre grense. Avsavnskostnader er en fiktiv, kundespesifikk kostnad som skal representere tapet dersom en last reduseres. En slik kostnad estimeres i samarbeid mellom kunden og aggregatoren og skal representere alternativ inntekt dersom lasten ikke hadde blitt redusert. Basert på estimert avsavnskostnad og andre energikostnader skal modellen resultere i en forbruksplan for alle typer laster og produksjonsenheter.

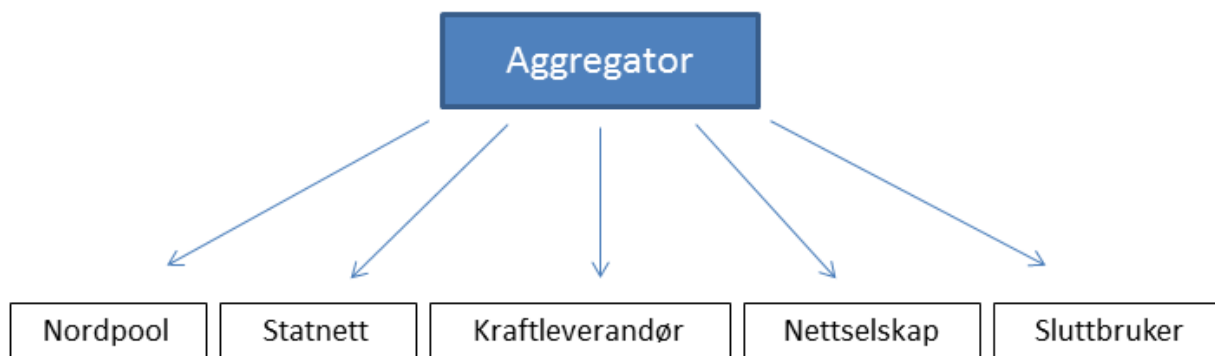
I dag finnes det flere aktører som kan ta på seg rollen som aggregator. Forfatterne av denne oppgaven tar utgangspunkt i 3 mulige løsninger:

Nettselskap som aggregator

Et nettselskap er ansvarlig for strømmettet og transport av strøm fra kraftleverandør til kundene. For et nettselskap kan aggregatrollen gi mulighet til økt leveringssikkerhet og reduserte kostnader i form av mindre tap i nettet og utsettelse av investeringer. Med fullstendig styring av laster kan nettselskapet benytte fleksibiliteten hos sluttbrukerne til å redusere topplasten i timer med høyt forbruk. Det eksisterende strømmettet har for dårlig kapasitet og går mot slutten av levetiden, noe som øker risikoen for avbrudd [14]. Med mulighet for laststyring øker utnyttelsen av kapasiteten, som igjen kan føre til utsatte investeringer i nettet.

Uavhengig aggregator

En uavhengig aggregator kan være en ny eller eksisterende aktør i kraftbransjen. Konsulentselskaper har mulighet for å ta en slik posisjon i markedet der de fokuserer på leveranse av software, konsulenttenester innen energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet eller markedsdeltagelse. En annen mulighet er at eksisterende IKT-bedrifter tar på seg rollen som en uavhengig aggregator. En IKT-bedrift kan utnytte sin kompetanse og erfaring til å opprette gode og innovative løsninger for en aggregator. Det finnes i tillegg flere likheter mellom kommunikasjonsteknologien til en aggregator og IKT bedrifter. Dersom en uavhengig aggregator skal ta ansvaret for fullstendig styring av laster må det etableres et godt samarbeid med sine interessenter, vist i figur 2. Gevinstfordeling og kontrakter mellom interessentene er noen av utfordringene som må løses. En uavhengig aggregator må blant annet opprette et tett samarbeid med en strømleverandør som tar på seg balanseansvaret. Aggregatoren vil ha ansvaret for laststyring hos sluttbrukeren, mens strømleverandøren har ansvaret for den fysiske handelen i kraftmarkedene.



Figur 2 En uavhengig aggregator i forhold til sine viktigste interessenter

Strømleverandør som aggregator

En strømleverandør er en aktør som allerede er balanseansvarlig og har god kunnskap til krafthandel og deltakelse i ulike kraftmarkeder. I motsetning til et nettselskap opererer strømleverandørene i et marked med stor konkurranse og ser alltid etter nye løsninger som kan gi et konkurransefortrinn. En aggregatortjeneste vil bli tilbudt kundene som en ekstra tjeneste, fra en aktør de har god kjennskap til. En annen fordel er at strømleverandøren allerede har en kundeportefølje som de har opprettet gjennom tillitt fra sine kunder. De står dermed sterkere mot en eventuell ny og ukjent aktør som tilbyr aggregatortjenester. Gjennom erfaring fra deltakelse i kraftmarkedene har strømleverandøren opparbeidet seg god kunnskap om prisutvikling og inntektsmuligheter.

Aggregatormodell

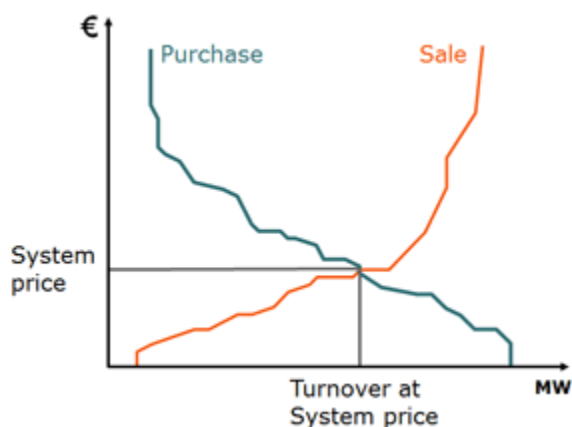
Modellen i denne masteroppgaven tar utgangspunkt i en kunde eller en aggregator som har balanseansvar, slik at de har rett til å delta i krafthandel på Nordpool. En kunde har selv mulighet til å disponere sitt energiforbruk ved at de benytter modellen som et energistyringssystem. Dersom sluttbrukerne selv er ansvarlig for laststyringen forsvinner fordelene med aggregering. Forfatterne ser det lite sannsynlig at små forbrukere tar på seg ansvaret for energidisponering og energihandel, da det fører med seg for mye arbeid og krav til kompetanse om kraftmarkeder og energidisponering.

Ved aggregering av flere kunder kan modellen brukes av en strømleverandør som tilbyr aggregatortjenester, eller av en annen aktør i samarbeid med en strømleverandør. Et av målene med casedelen i denne oppgaven er å finne ut om aggregering av forbrukerfleksibilitet fører til en reduksjon av de totale energikostnadene. Modellen skal i tillegg vise hvordan aggregatoren kan styre lastene i forhold til utviklingen av strømprisene.

3 Elspot markedet

«Dagen-før» markedet, Elspot, er hovedarenaen for fysisk krafthandel i Norden [15]. Selgere og kjøpere av kraft melder inn sine bud før klokken 12:00, for kraft som skal handles påfølgende dag. En kraftkjøper må planlegge sitt kraftforbruk for de neste 24 timene, og hvor mye de er villige til å betale for dette volumet, time for time. En kraftselger, typisk en vannkraftprodusent, må planlegge hvor mye de kan klare å levere og til hvilken pris, de neste 24 timene.

Nordpool annonserer timesbaserte markedspriser mellom klokken 12:30 og 12:45. Basert på bud sendt inn til Nordpool er kjøper og selger pliktet til å handle det volumet som tilsier markedspris. Systemprisen per time er gitt av krysningspunktet mellom den aggregerte tilbuds- og etterspørselskurven for hele det nordiske området, illustrert i figur 3. Denne prisen omtales som referanseprisen for handel og er standard for de fleste finansielle kontrakter.



Figur 3 Illustrasjon av hvordan systemprisen kalkuleres av Nordpool [15]

I Norge er det delt inn i 5 budområder ut i fra geografisk beliggenhet. Dersom kraften som transporteres mellom budområder overstiger overføringskapasiteten, vil områdepriser bli kalkulert. Områdeprisene settes alltid slik at strøm transporteres fra et område med lav pris (overskudd av strøm) til et område med høy pris(underskudd av strøm) [15].

En kraftforhandler som deltar på Elspot kan benytte seg av 3 ulike budtyper:

Timesbaserte bud

Timesbaserte bud er den mest brukte budtypen på Elspot [16]. Deltakeren spesifiserer mengden volum som ønskes kjøpt eller solgt per time, basert på varierende pris. Det er mulig å velge mellom et prisuavhengig bud og et prisavhengig bud. Et prisuavhengig bud blir valgt dersom kraftforhandleren må levere eller kjøpe et bestemt volum uavhengig hvilken pris som blir klarert. Et slikt bud kan benyttes i timer der det er lavt eller ingen mulighet til å utnytte fleksibilitet hos en sluttbruker. Et timesbasert prisavhengig bud blir valgt dersom aggregatoren

eller kunden finner det optimalt å utnytte fleksibiliteten. Siden timesbaserte bud er det mest fleksible produktet og det produktet det handles mest av på Elspot vil modellen i denne oppgaven kun benytte seg av timesbaserte bud. Modellen skal resultere i en budmatrise av timesbaserte bud for en kunde eller en aggregator, vist i figur 4.

Time	Pris	-200	20	20.1	22	22.1	25	25.1	2 000
01									
02									
03		50	50	0	0	-10	-10	-30	-30

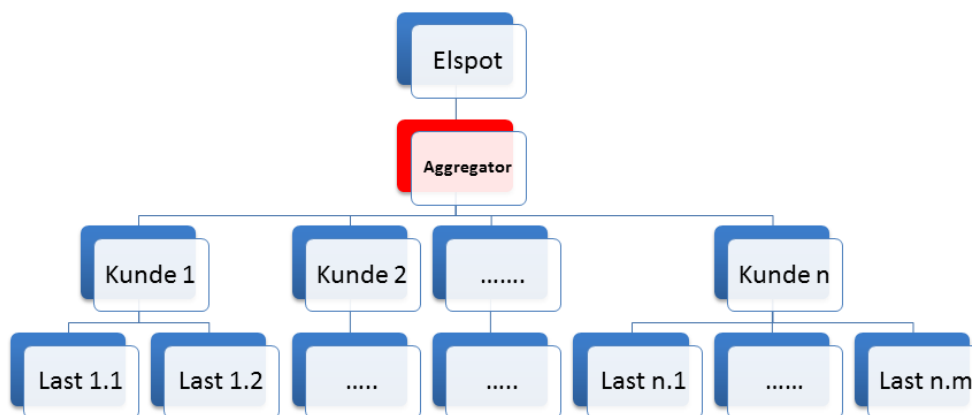
Figur 4 Eksempel på en budmatrise for et prisavhengig bud

Blokkbud

Et blokkbud består av et spesifikt volum og tilhørende pris for en periode på minst tre timer etter hverandre. Blokkbud har en «All-or-Nothing» beslutning, som tilsier at budet må aksepteres eller avvises som en helhet. Et slikt bud kan være nyttig i tilfeller der start og stopp av kraftproduksjon har en høy kostnad. En aggregator har mulighet til å benytte seg av blokkbud dersom det settes restriksjoner på laster som fører til at tilgjengeligheten låses i perioder på tre timer eller mer.

Timesfleksibelt bud

Budet er et timesbasert salg som består av en bestemt pris og tilhørende volum. Det som er spesielt med en slik type bud er at timen ikke er spesifisert. Ordren vil bli akseptert i den timen som maksimerer den samfunnsøkonomiske velferden. For en selger vil budet aksepteres dersom den klarerte Elspotprisen er lik eller høyere enn den spesifiserte prisen på budet.



Figur 5 Informasjonsflyt mellom kunde, lastenheter, aggregator og Elspotmarkedet

I Artikkel [11] presenteres en god oversikt over dagens kraftmarked i Norge. Ut i fra en gjennomgang av de ulike markedene utarbeides det en stokastisk forvaltningsmodell for en aggregator som deltar i flere kraftmarkeder. I den modellen går forfatterne ut i fra at aggregatoren har et bestemt volum som de skal fordele i ulike markeder gjennom å maksimere forventet profitt. Forfatterne av denne oppgaven vil fokusere på «dagen-før» markedet, Elspot, siden det er hovedarenaen for fysisk krafthandel i Norden. Forfatterne ønsker å analysere hvordan aggregatoren utnytter volumet av tilgjengelig fleksibilitet helt ned på lastnivå, og ikke kun hvordan volumet disponeres i ulike markeder. Figur 5 viser hvordan informasjonsflyten vil avgrenses for en aggregator med fokus på Elspotmarkedet.

4 Definisjoner

Terminologien som er benyttet i litteratur knyttet til energifleksibilitet og respons på forbrukersiden kan oppleves upresis. Flere uttrykk og definisjoner er brukt for ulike problemer, noe en kan se et eksempel på i artikkel [17], [18], [19] og [20]. Utrykkene som brukes er ofte like, men blir definert på forskjellige måter.

I denne oppgaven vil det fokuseres på prosumertens energibruk og dens evne til å reagere på prisendringer. Ordet energibruk er valgt å ta med for å presisere at det ikke kun er elektrisitetsforbruket som skal analyseres, men det totale energibildet. Prosumert er valgt for å vise at vi ikke kun ser på en forbruker, men åpner for muligheten til å produsere energi. Med utgangspunkt i denne definisjonen vil følgende begreper bli brukt videre i oppgaven:

Prosumert/kunde: En enhet som er tilknyttet ulike laster, produksjonsenheter og eventuelt lager.

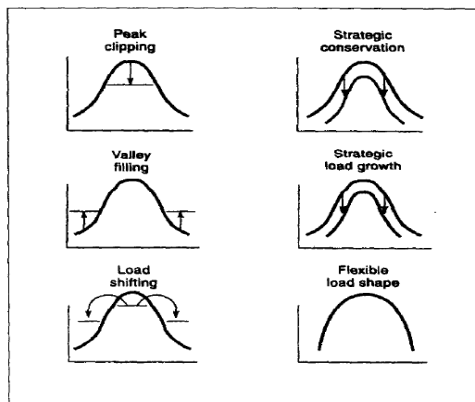
Enhet: Teknologi som produserer, forbruker eller lagrer energi.

Energiproduksjon/generator: Prosumertens produksjon av elektrisitet, varme, kulde eller andre typer energi.

Last: Prosumertens forbruk av elektrisitet, varme, kulde eller andre typer energi.

Fleksibilitet: Prosumertens evne til å endre sitt elektrisitetsforbruk basert på varierende priser eller andre signaler. Det skilles dermed mellom fleksibilitet (evnen til å reagere) og prosumertens respons (hvordan fleksibiliteten utnyttes). Prosumertens fleksibilitet dekker alle typer enheter, ikke bare laster.

For å kunne modellere prosumertens fleksibilitet på en helhetlig måte er det viktig å definere ulike fleksibilitetsklasser. I likhet med energifleksibilitet og forbrukerrespons kan en også her finne mange ulike definisjoner i litteraturen. I artikkel [21] presenteres 6 ulike fleksibilitetsklasser der målet er å påvirke energibruken til konsumentene, slik at kraftleverandøren optimerer sin kraftproduksjon. I motsetning til artikkel [21] der forfatterne fokuserer på utnyttelse av fleksibilitet sett fra kraftleverandøren, vil det i denne oppgaven rettes et fokus på prosumerten og dens mulighet til å utnytte fleksibilitet.



Figur 6 Ulike fleksibilitetsklasser fra artikkel [21]

Det er flere artikler som introduserer en modell med bruk av ulike fleksibilitetsklasser. I artikkel [22] presenterer forfatteren 3 typer lastklasser, i tillegg til et lager der energi kan flyte inn og ut. En av lastklassene med navnet «control loads» er laster som er innstilt etter å beholde en definert fysisk karakteristikk. En «control load» kan være en varmtvannsbereder som blir regulert gjennom temperaturstyring, der en øvre og nedre grense for temperatur settes. «Optional load» er en lastklasse som enten går på full kapasitet eller har mulighet til å reduseres. Et eksempel på «Optional load» kan være belysning, som kan reduseres etter behov. En tredje lastklasse er «Deferable Loads», som er en last med muligheten til å flytte forbruket til en senere tid, uten at det går utover forbrukerkomforten.

Artikkel [13] presenterer i likhet med [22] en modell for ulike fleksibilitetsklasser. Forfatteren analyserer elektrisitetsforbruket og kommer frem til følgende 3 klasser: 1) «Fixed power» («must run» load), 2) «Prescribed total energy» og 3) «Flexible power». I modellen som blir presentert i denne oppgaven finnes det likheter med klassene i artikkel [13], blant annet må-laster («fixed power»), volumbasert last («Prescribed total energy») og fleksibel last («Flexible power»). Forskjellen mellom fleksibilitetsklassene i artikkel [13] og denne oppgaven er at klassene gjelder for alle mulige energibærere, ikke bare elektrisitet.

I denne artikkelen ønsker forfatterne å fokusere på det totale energibildet og har dermed forsøkt å inkludere alle enheter som kan inneha et fleksibelt potensiale. Med utgangspunkt i artikkel [13], [21], og [22] og med prosumenten i hovedfokus er følgende modell for forbrukerfleksibiliteten etablert:



Figur 7 Fleksibilitetsklassene presentert i denne oppgaven

Lastreduksjon er definert som en last med et tilgjengelig volum det er mulig å redusere eller slå av. I artikkelen vil vi skille mellom *reducerbar last av typen %-vis reduksjon* og *reducerbar last av typen av/på*. Energien som reduseres kan ikke plasseres i et annet tidsintervall, men gir en reduksjon til det totale energiforbruket. For en lastreduksjon av typen %-vis reduksjon vil det defineres en nedre grense for hver prosument, som representerer den lavest akseptable tilstanden. Dersom en gjennomfører en lastreduksjon eller slår lasten helt av vil det påløpe seg en avsavnskostnad, som representerer tapet av reduksjonen. Eksempler på laster som kan utføre en lastreduksjon kan være panelovner, varmekabler eller belysning.

Flyttbare laster dekker enheter som har et tilgjengelig volum som skal fordeles over et bestemt tidsintervall. Eksempler på laster som kan utføre et lastskifte kan være industrielle prosesser som kan flyttes fremover eller bakover i tid, vaskemaskiner eller ladning av el-biler. I artikkelen vil vi skille mellom *flyttbar profil* som kan flyttes i tid, men har en bestemt karakteristik som må følges, og *flyttbart volum*, der profilen ikke har noen betydning. Ved flytting av volum defineres det et totalvolum som må møtes innenfor en start- og sluttid, men en står fritt til å disponere volumet.

Produksjonsfleksibilitet kan utnyttes via regulering av kontrollbare produksjonsenheter. Disponering av produksjon kan bli gjort fra varmpumper, mikro CHP, gass-/oljefyrt varmtvannsbereder eller elektriske generatorer.

Bytte av energibærer betyr at det er mulig å dekke energiforbruket med flere typer energibærere. Bytte av energibærer åpner for økt fleksibilitet i systemet i form av at prosumenten kan velge den energikilden som til en hver tid gir lavest total kostnad. Et eksempel på bytte av energibærer kan være kombinasjonen av el-kjel og olje-kjel til oppvarming av bygg.

Lagerstyring inkluderer kontroll av ladning og tapping av et energilager. Modellen åpner for flere typer energilager som for eksempel elektriske batterier, varmelager og hydrogenlager. Styring av lager kan bli sett på som både lastrespons og produksjonsrespons ved at det både kan strømme energi ut og inn av lageret. Tapping av energilager kan bli sett på som energiproduksjon, siden energien kan bli brukt til å møte energiforbruket. Ladning av energilageret har samme karakteristikk som en last og kan av den grunn være en mulighet for lastrespons gjennom valget mellom å starte eller stoppe ladningen.

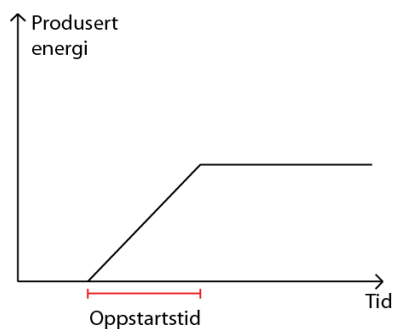
5 Introduksjon av stokastisk modell

Tidsoppløsning og planleggingshorisont

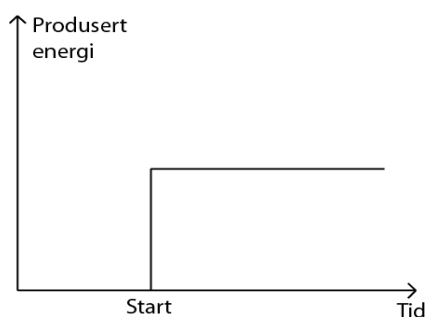
Siden modellen skal resultere i budkurver basert på prisutviklingen i Elspot vil timesbasert tidsoppløsning være tilstrekkelig. Kraftprisene er den energibæreren som varierer i pris over et døgn og er gitt per time. Selv om vi velger en oppløsning på en time, vil den generiske modellen være åpen for alle mulige tidsintervaller. Med fullstendig styring over lastene har aggregatoren mulighet til å styre lastene helt ned på minutt- og sekundnivå, slik at fleksibiliteten i energisystemene øker. En slik oppløsning vil åpne for en mer dynamisk tilnærming ved at aggregatoren kan ta hyppigere beslutninger om laststyring. For å redusere kompleksiteten i modellen er timesbasert tidsoppløsning valgt.

Målet med modellen er å bestemme en plan for energidisponeringen de neste 24 timene, basert på optimert bud i spotmarkedet. Planleggingshorisonten er av den grunn satt til 24 timer. En annen mulighet er å utvide planleggingshorisonten for å analysere hvilken effekt dette har på beslutningen de første 24 timene. I artikkel [5] har de analysert hvilken påvirkning en økning i planleggingshorisonten har på planen for energidisponeringen.

På grunn av beslutningen om timesbasert tidsoppløsning er det valgt å se bort i fra ramping i modellen siden det antas at oppstart av produksjonsenheter gjennomføres i løpet av en time. For et slikt system kan en se bort ifra oppstartstid der produksjonsmengden øker i takt med tidsintervallet. Figur 8 viser at det ikke eksiterer noen oppstartsperiode for et anlegg uten ramping. Produsert mengde holdes konstant helt til enheten blir slått av. Som et resultat av å se bort ifra ramping vil oppstartskostnad kunne neglisjeres.



Figur 9 Produksjonsenhet med ramping

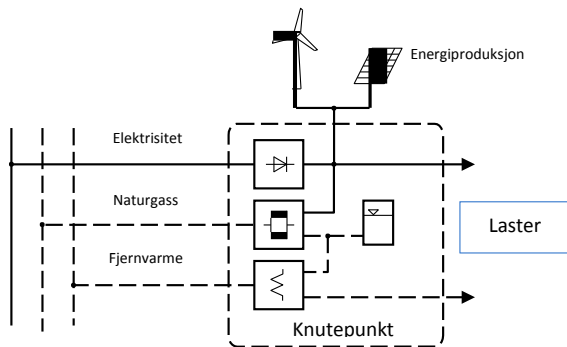


Figur 8 Produksjonsenhet uten ramping

Energiproduksjon

Får å kunne analysere det totale potensialet av fleksibilitet er det viktig å inkludere alle mulige energibærere i et energisystem. Det er viktig å åpne for at energibehovet kan dekkes via flere typer produksjonsenheter. Et eksempel på dette er behovet for varmtvann som kan dekkes av elektrisitet (varmtvannsbereder eller varmepumpe), forbrenningsprosesser (oljeforbrenning) eller fjernvarmesystem.

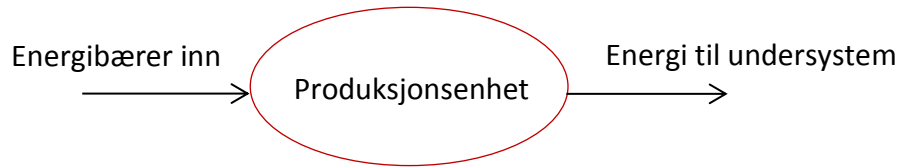
En artikkel som ser på interaksjonen mellom flere typer energibærere er [23]. Forfatteren viser til en modell med flere energibærere, som gjennom et knutepunkt («Energy hub») konverteres til en annen energibærer. Eksempelet det vises til i artikkelen ser på tre mulige energibærere inn til et knutepunkt som skal dekke energibehovet til flere laster. En illustrasjon av energisystemet er gitt av figur 10. Målet med modellen er å finne optimal kombinasjon av tilført energi (elektrisitet, naturgass, fjernvarme) gitt at etterspørselen skal dekkes.



Figur 10 Energisystem fra artikkel [23]

Ideene om optimal kombinasjon av energibærere fra artikkel [23] videreføres til modellen, men forskjellen er at det i denne oppgaven deles opp i ulike undersystemer som inkluderer flere typer laster. En naturlig oppdeling vil være et undersystem for elektrisitet, varme og kjøling. På grunn av en generisk modell vil ikke antall undersystemer låses og kan dermed endres i forhold til systemet som skal analyseres.

Figur 11 viser hvordan sammenhengen mellom energibærer, produksjonsenhet og energi til undersystem skal modelleres. Siden det i oppgaven fokuseres på undersystemer vil det være viktig å presisere hvilket undersystem en energibærer knyttes til, og ikke kun en last som i artikkel [23]. Oljeforbrenning som konverterer olje til varmt vann er et eksempel på en produksjonsprosess. En vindturbin som konverterer vind til elektrisitet er et annet. Ved å modellere produksjonsprosessen på denne måten vil det være mulig for en energibærer å flyte direkte inn i et delsystem. Det gjøres ved å velge en virkningsgrad lik 1 og eventuelt velge en maksimal kapasitet som ikke setter noen restriksjoner på løsningen.



Figur 11 Illustrasjon av en produksjonsenhet

Produksjonsenheter har vanligvis ikke lineære virkningsgrader, men for å forenkle modellen settes parameteren til en konstant. På grunn av timesoppløsningen, og antagelsen om igjen oppstarts- eller nedleggelseskostnader og heller ingen ramping, vil antagelsen om en konstant parameter være forsvarlig.

Fleksibilitetsklasser

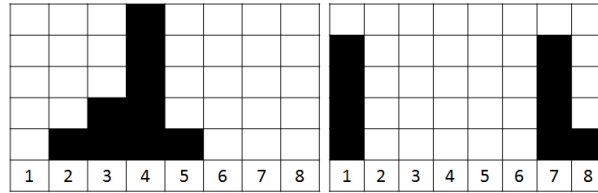
Følgende fleksibilitetsklasser vil gjennomgås og illustreres via eksempler:

1. Ikke-fleksibel last
2. Flyttbart volum
3. Flyttbar profil
4. %-vis reduksjon
5. Reduserbar av/ på last

Ikke-fleksible laster, har som navnet tilsier, ikke noe fleksibelt volum som kan utnyttes. Dette kan være laster som elektriske kjøkkenredskaper eller TV. Ikke-fleksible laster er forbruk som kunden ser på som for nyttig til å redusere eller forandre. Input i modellen for ikke-fleksible laster er prognoserte verdier per time.

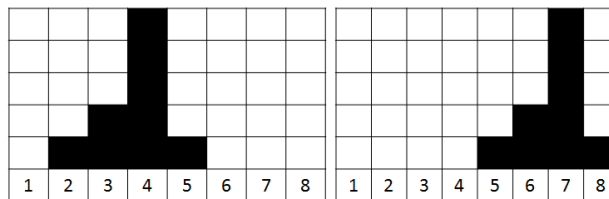
Flyttbart volum er en klasse for laster som har et tilgjengelig volum det er mulig å disponeres fritt innenfor et tidsintervall. Planleggingsmodellen bestemmer hvilke timer volumet skal fordels på, ut ifra definerte parametere om start- og sluttid, der summen av forbruket må være lik før og etter planlegging. Eksempel på en slik type last kan være ladning av el-biler eller elektrisitet tilført til kjøle-/varmelaster. Input for laster av flyttbart volum er start- og sluttid for mulig intervall for flytting, prognoseverdier og max-/minverdier på forbruk per time.

Illustrasjonen i figur 12 viser en last med et flyttbart volum, bestående av det sorte område fra time 2 til 5 i figuren til venstre. Tidsintervallet for flytting vil være lengen på intervallet, som her er definert fra time 1 til 8. Ut fra restriksjonen om at summen av volum må være lik, er optimal fordeling vist i figuren til høyre. Illustrasjonen viser at profilen på det totale volumet er forandret, men at summen er det samme (antall sorte kvadrater er lik på venstre og høyre side).



Figur 12 Illustrasjon av flyttbart volum. Til venstre vises prognosen, mens til høyre vises den optimale planen

Flyttbar profil er laster med en tilgjengelig prosess som kan flyttes over et bestemt tidsintervall. Modellen står fritt til å velge start- og sluttid, men kan ikke endre profilen gitt av prognosen. Eksempel på en last med en flyttbar profil kan være en industriell prosess eller en vaskemaskin, siden forbruket vil være den samme uavhengig av når prosessen startet. Input til modellen er maksimalt antall timer for flytting bakover eller fremover og prognoseverdier.

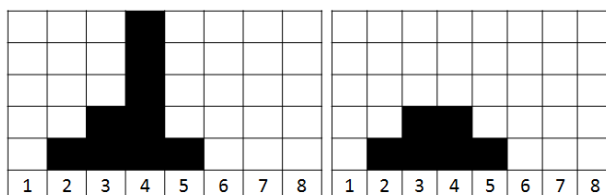


Figur 13 Illustrasjon av flyttbar profil. Til venstre vises prognosen, mens til høyre vises den optimale planen

Over vises et eksempel på planlegging av en last med flyttbar profil. Profilen til venstre er lik som profilen til høyre, men starttiden har endret seg fra time 2 til time 5. Maksimalt antall timer for flytting bakover vil være 1, mens maksimalt antall timer fremover vil være 3. Modellen har funnet en optimert løsning som viser til et flytt på 3 timer fremover(maksimalt flytt).

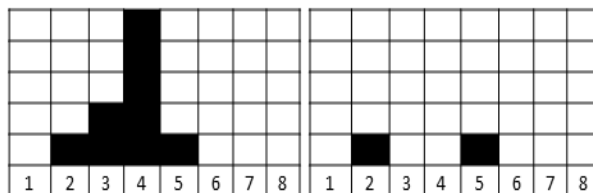
Den reduserbare lastklassen består av laster med et tilgjengelig volum som kan reduseres eller slås helt av, men ikke flyttes i tid. Kunden er den som setter reduksjonspotensialet for lasten i forhold til deres behov og ønsker. En lastreduksjon kan føre til endring av produksjon eller komfort, noe som uttrykkes ved en fiktiv kostnad, kalt avsavnskostnad. For de reduserbare lastene må en spesifisere reduksjonspotensiale, reduksjonsintervall, avsavnskostnad og prognoseverdier per time. Det må i tillegg defineres restriksjoner om reduksjonstiden som lengde på reduksjonen, antall reduksjoner innenfor et reduksjonsintervall, antall timer mellom hver reduksjon, oppstartstid og stopptid.

Under er det illustrert et eksempel på en %-vis reduserbar last med prognoserte verdier fra time 2 til 5. Modellen løser optimeringsproblemet og finner en løsning der reduksjonen starter i time 4, og stopper også i time 4. Lengde på reduksjon og antall reduksjoner er satt til 1, mens tidsintervallet settes fra time 1 til 8.



Figur 14 Illustrasjon av %-vis reduserbar last. Til venstre vises prognosen, mens til høyre vises den optimale planen

En annen undergruppe av de reduserbare lastene er reduserbare av/på laster. Slike laster vil ikke ha en prosentvis reduksjon, men vil kun ha mulighet til å være enten av eller på. Reduserbare av/på laster vil ha de samme restriksjonene i forhold til reduksjonstiden som %-vis reduserbare laster, eneste forskjell er avsavnskostnaden og utkoblet volum. Under er det illustrert et eksempel på reduserbar last av typen av/på reduksjon med prognoserte verdier fra time 2 til 5. Modellen løser optimeringsproblemet og finner en løsning der lasten blir slått av i time 3 og 4. Lengde på utkoblingen er satt til 2 timer, mens tidsintervallet settes fra time 1 til 8.



Figur 15 Illustrasjon av reduserbar last av typen av/på. Til venstre vises prognosen, mens til høyre vises den optimale planen

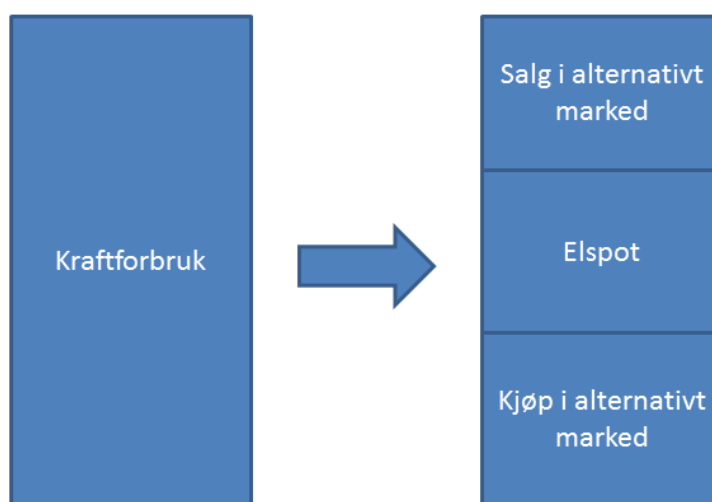
Elspot

I likhet med artikkel [6], [7] og [8] er målet å konstruere en stokastisk lineær modell som resulterer i stykkevis lineære budkurver som kan bys inn til Elspotmarkedet til Nordpool. Modellen tar utgangspunkt i en kraftforhandler som ikke kan påvirke markedsprisen og som tilbyr kraft til prissensitive sluttbrukere. Basert på regler satt av Nordpool vil Elspot gjennomføre en lineær interpolasjon mellom pris-/volumpunkter for å kalkulere volumpunktet som tilhører klarert markedspris.

Det er viktig å huske på at klarert markedspris for planleggingsperioden på 24 timer er ukjent når modellen kjøres. Basert på ulike scenarier for prognoserte Elspotpriser skal modellen resultere i et samlet bud for aggregatoren eller kunden som minimerer de totale energikostnadene. Videre antar vi i likhet med [6], [7] og [8] at kraftforhandleren ikke deltar i bilaterale kontrakter, men disponerer sin totale portefølje i Elspotmarkedet og alternative balansemarkeder.

For å kunne optimere et bud i Elspot vil ubalanse mellom volum kjøpt og forbrukt volum bli straffet. Dersom klarert volum i Elspot er høyere enn forbrukt volum, vil kraftforhandleren sitte igjen med kraftoverskudd som kan disponeres i et alternativt marked. Prisen i dette markedet må settes lavere enn prisen i Elspotmarkedet for å virke som en straff på målfunksjonen. Dersom klarert volum i Elspot er lavere enn forbrukt volum, vil kraftforhandleren sitte igjen med et kraftunderskudd, som må dekkes gjennom kjøp i et alternativt marked. Denne prisen settes høyere enn Elspotprisen for å hindre høye ubalansekostnader. På denne måten vil ikke modellen hindre aggregatoren å delta i balansemarkeder, men vil forsøke å gjøre ubalansekostnadene så lave som mulig [8]. Illustrasjon av markedsbalansen finnes i figur 16.

En kraftforhandler som skal konstruere budkurver til Elspot, må bestemme både budpris og budvolum som skal settes inn i budskjemaet (se figur 4). En modell som både tar en beslutning om budpriser og budvolum vil ikke kunne modelleres lineært. For at modellen skal kunne løses med et lineært analyseverktøy settes prispunktene som en parameter. Antagelsen fører til at modellen skal finne de volumpunktene som passer til utvalgte prispunkter eller en lineær kombinasjon av punktene.

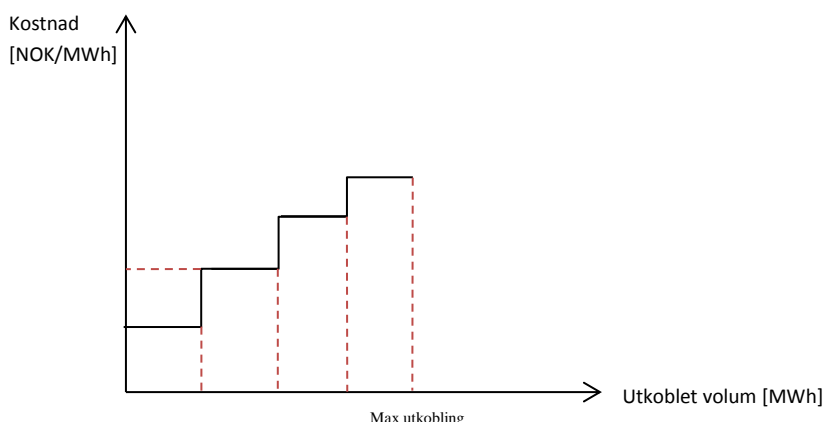


Figur 16 Illustrasjon av markedsbalansen

Avsavnskostnader

Det vil påløpe seg en avsavnskostnad dersom det gjennomføres en reduksjon eller en utkobling av de reduserbare lastene. For de %-vis reduserbare lastene er det i likhet med budkurvene valgt en stykkevis lineær funksjon som skal beskrive tapet av reduksjonen. Marginalkostnaden og tilhørende kostnadspunkter er gitt som parametere i modellen. Beslutningen er å velge hvilke timer reduksjonen skal gjennomføres og hvor stort volum som skal kobles ut. Slik figur 17 viser øker avsavnskostnaden i takt med mengden volum som kobles ut for de %-vis reduserbare lastene.

I motsetning til de %-vis reduserbare lastene vil den marginale avsavnskostnaden til lasten av type av/på være konstant, og uavhengig av mengden volum som kobles ut. Her vil det ikke defineres noen kostnadspunkter, men kun en bestemt marginalkostnad per last. Figur 18 illustrerer kostnadsfunksjonen til en last av typen reduserbar av/på.

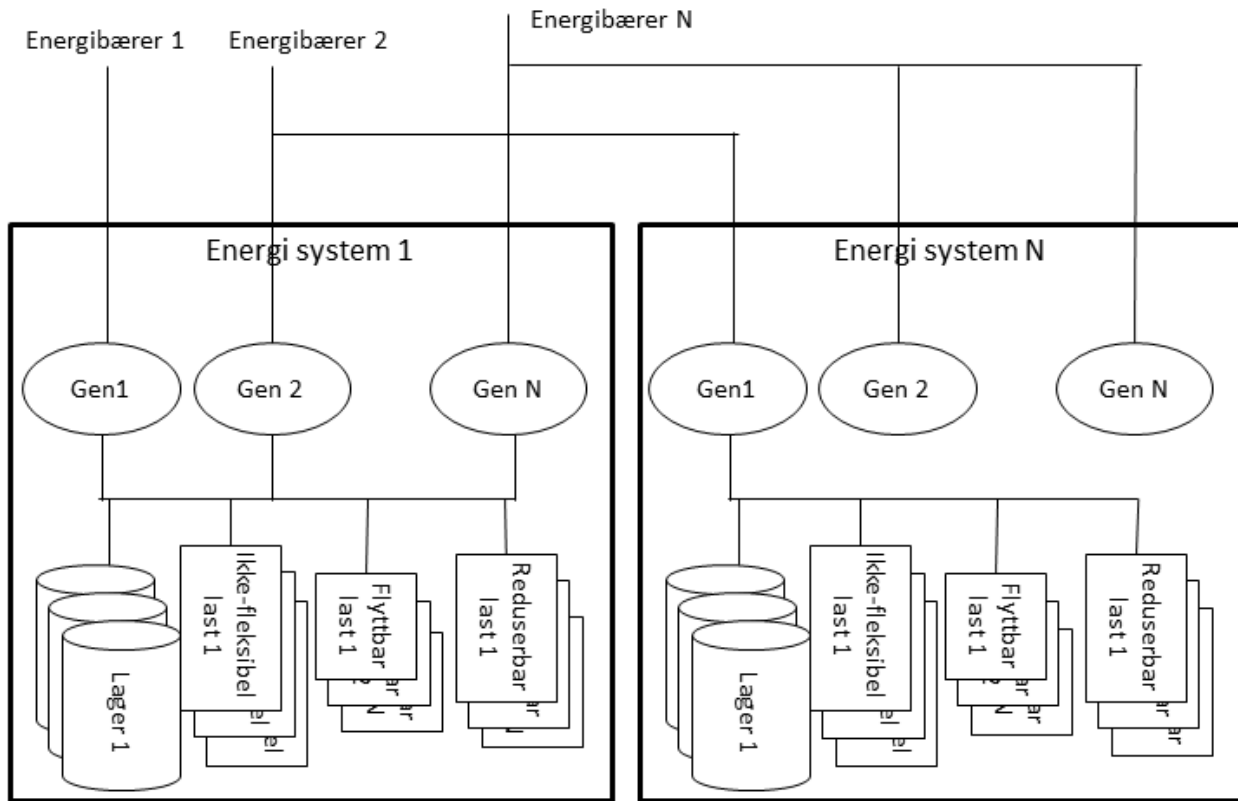


Figur 17 Kostnadsfunksjon til %-vis reduserbar last



Figur 18 kostnadsfunksjon til av/på reduksjon

Oversikt over den generiske modellen

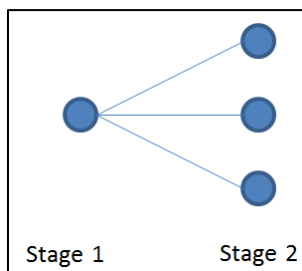


Figur 19 Illustrasjon av den generiske modellen for en kunde

6 Optimeringsteori – stokastisk programmering

For modellen i denne masteroppgaven er det valgt stokastisk programmering for å kunne ta høyde for usikre parametere. Når en står i time 0 og skal lage en plan for de neste 24 timene finnes det ikke full informasjon om fremtidige priser for energibærere eller etterspørsel. Dersom vi antar kun et mulig senario der alle fremtidige priser og prognoser for etterspørselen er kjente vil ikke modellen vise et realistisk bilde av virkeligheten. Det er derfor viktig å kunne inkludere flere mulige utfall for usikkerhetsparameterne og dele perioden opp i flere steg med ulik tilgjengelighet av informasjon.

Stokastisk programmering er en god metode for å håndtere usikkerhet. I stedet for en kjent verdi vil usikkerhetsparameterne beskrives av fordelinger (Singel-periode modell) eller fra stokastiske prosesser (Multi-steg modell). For å kunne løse optimeringsproblemet må fordelingen til parameterne forenkles til diskre form, som vil si at hvert utfall har en tilhørende sannsynlighet. Som en følge av diskretiseringen vil et senariotre gi en god oversikt over problemet. Figuren under illustrerer et senariotre med 2 steg og 3 mulige utfall for usikkerhetsparameterne.



Figur 20 Illustrasjon av et enkelt senariotre

Det klassiske to-steps stokastiske lineærproblemet, formulert av Dantzig(1955) og Beale(1955), ser ut som følgende:

$$\min z = c^T x + E_{\xi}[\min q(\omega)^T y(\omega)] \quad (6.1)$$

$$s.t. Ax = b, \quad (6.2)$$

$$T(\omega)x + Wy(\omega) = h(\omega), \quad (6.3)$$

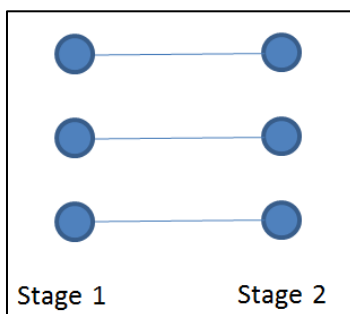
$$x \geq 0, y(\omega) \geq 0 \quad (6.4)$$

Der beslutningene i steg 1 er representert av x vektoren med tilhørende første-steps vektorer og matriser c^T , b og A . I steg 2 vil et antall tilfeldige hendelser $\omega \in \Omega$ oppstå. For en gitt ω vil

løsninger for $q(\omega)$, $h(\omega)$ and $T(\omega)$ bli kjent. Objektfunksjonen (6.1) inneholder et deterministisk ledd $c^T x$ fra steg 1 og forventningsverdien av objektet for steg-2 problemet $q(\omega)^T y(\omega)$.

For å gjøre modellen enklere å forstå kan objektfunksjonen reformuleres slik at hvert scenario er modellert som et deterministisk problem, der sannsynligheten for hvert utfall er gitt av vektoren p_ω . En slik formulering har navnet den deterministiske ekvivalente modellen (DEM) og er gitt av følgende likning:

$$\min z = \sum_{\omega \in \Omega} p_\omega [c^T x_\omega + q(\omega)^T y(\omega)] \quad (6.5)$$



Figur 21 Illustrasjon av et enkelt scenariotree der hvert scenario er delt opp i tre deterministiske løsninger

For å binde de ulike scenarioene sammen må formuleringen sørge for at alle beslutningene som bestemmes i et steg er identiske for alle scenarioene med tilgang til lik informasjon. For eksempelet over med 2 steg og 3 mulige utfall, må alle beslutningene i steg 1 være identiske for alle de 3 ulike scenarioene. En slik kobling formuleres gjennom «non-anticipativity» restriksjoner:

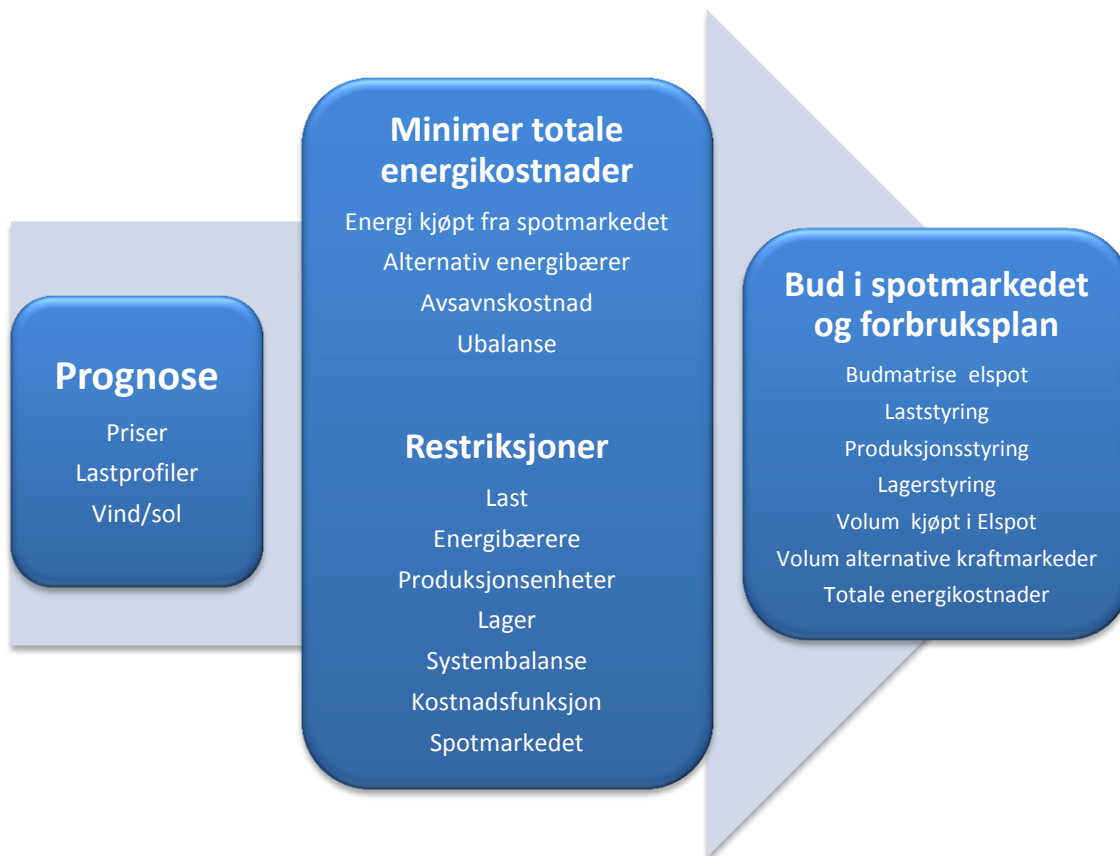
$$x_\omega - x = 0, \forall \omega \in \Omega \quad (6.6)$$

Med en horisont på 24 timer er det mulig å anta at det kun er prisen på elektrisitet som er den usikre prisparametere. Det vil si at prisen på andre energibærere som olje eller gass antas som kjent for de nærmeste 24 timene. Elektrisitetsprisen er basert på det nordiske «dagen-før» markedet og er tilgjengelig fra Nordpoolspot.com klokken 12.

For den andre usikkerhetsparameteren, lastprognoser, er det valgt å anta at kunden eller aggregatoren klarer å fremstille en prediksjon av forbruksprognosen de neste 24 timene. Det er naturlig å tenke seg at verdiene blir sikrere jo nærmere planleggingshorisonten man kommer, og dermed sannsynlig å anta at disse verdiene er kjente for de neste 24 timene. En mulighet er å tenke seg et prognoseverktøy som beregner realistiske verdier basert på en annen stokastisk modell som videre gir input til denne modellen. En annen løsning er å basere seg på historisk data og ut i fra disse verdiene velge troverdige forbruksprognoser.

7 Flytskjema for modellen

Figur 22 oppsummerer informasjonsflyten i beslutningsmodellen. Til venstre finnes data fra eksterne kilder som Nordpool(strømpriser), kunder(forbruk) og prognoserte verdier for ukontrollerbare produksjonsenheter(vind/sol). Dette er data som må oppdateres hver gang modellen skal kjøres. Området i midten av figuren representerer objektfunksjonen og tilhørende restriksjoner. Resultatet fra modellen(til høyre) inneholder optimerte verdier på variablene og svar på objektfunksjonen.



Figur 22 Illustrasjon av informasjonsflyten i modellen

8 Matematisk formulering

Modellen er basert på et to-steps problem med 3 kunder.

Sett

T	Sett av tidsperioder
K	Sett av kunder
Y	Sett av energisystemer
O	Sett av produksjonsenheter
A	Sett av energibærere
D	Sett av lastenheter
$Z^{K1} \subset T$	Sett av mulige lastreduksjonsperioder for enheter av typen “reduserbar” for kunde 1
$Z^{K2} \subset T$	Sett av mulige lastreduksjonsperioder for enheter av typen “reduserbar” for kunde 2
$Z^{K3} \subset T$	Sett av mulige lastreduksjonsperioder for enheter av typen “reduserbar” for kunde 3
$D^I \subset D$	Delsett av lastenheter av type “ikke-fleksible”
$D^S \subset D$	Delsett av lastenheter av type “flyttbar”
$D^{SV} \subset D^S$	Delsett av lastenheter av type “flyttbart volum”
$D^{SP} \subset D^S$	Delsett av lastenheter av type “flyttbar profil”
$D^R \subset D$	Delsett av lastenheter av type “reduserbar”
$D^{PR} \subset D^R$	Delsett av lastenheter av typen “%-vis reduksjon”
$D^{Dis} \subset D^R$	Delsett av lastenheter av typen “av/på reduksjon”
G^{SV}	Sett av mulige lastflytt for enheter av typen “flyttbart volum” innenfor et steg
G^{SP}	Sett av mulige lastflytt for enheter av typen “flyttbar profil” innenfor et steg
C	Sett av antall linjestykker i kostnadsfunksjonen til en reduserbar last
P	Sett av antall pris-/volumpunkter i Elspot
L	Sett av lagerenheter
S	Sett av scenarier

Indekser

$t \in T$	Tidsperiode nummer,	$t = 1, \dots, T$
$y \in Y$	Type energisystem,	$y = 1, \dots, Y$
$o \in O$	Produksjonsenhet nummer,	$o = 1, \dots, O$
$a \in A$	Type energibærer, 4 (gass), 5 (olje)..)	$a = 1, \dots, A$ (1 (el), 2 (int. ren.), 3 (varme),
$d \in D$	Lastenhet nummer,	$d = 1, \dots, D$
$g \in G$	Lastflytt/lastreduksjon nummer,	$g = 1, \dots, G$
$l \in L$	Lagerenhet nummer,	$g = 1, \dots, L$
$s \in S$	Scenario nummer,	$s = 1, \dots, S$
$k \in K$	Kunde nummer,	$k = 1 \dots K$
$c \in C$	Linjestykker for kostnad nummer,	$c = 1 \dots C$
$p \in P$	Pris-/volumpunkt nummer,	$p = 1 \dots P$

Parametere

Energibærere

$I_{k,o,t}$	Prognose for uregelmessig energibærer til kunde k produksjonsenhet o i tidsperiode t [MWh] (sol- eller vindenergi)
$U_{k,a,o,y}$	Kapasitetsgrense for input av energibærer a til kunde k til produksjonsenhet o energisystem y [MWh]

Energiproduksjon og energilager

$G_{k,o,y}^{\max}$	Max produksjon fra kunde k produksjonsenhet o til energisystem y [MWh]
$A_{k,o,y}$	Virkningsgrad for kunde k produksjonsenhet o til energisystem y [konstant uten benevning]
$O_{k,l,y}^{\max}$	Max lagerkapasitet for kunde k lagerenhet l til energisystem y [MWh]
$Q_{k,l,y}^{\text{in}}$	Max ladingkapasitet for kunde k lagerenhet l til energisystem y [MWh]

$Q_{k,l,y}^{out}$	Max tappekapasitet for kunde k lagerenhet l til energisystem y [MWh]
$A_{k,l,y}^{in}$	Virkningsgrad til kunde k for ladning av lagerenhet l til energisystem y [konstant uten benevning]
$A_{k,l,y}^{out}$	Virkningsgrad til kunde k for tapping av lagerenhet l til energisystem y ved slutten av tidsperioden [konstant uten benevning]

Laster

$W_{k,d,y,t}$	Lastprognose for kunde k lastenhet d til system y i periode t [MWh/periode]
$T_{k,d,y,g}^{start}$	Tidligste startperiode for kunde k av flyttbar lastenhet d til system y i flytt g [periode]
$T_{k,d,y,g}^{end}$	Seneste sluttperiode for kunde k av flyttbar lastenhet d til system y i flytt g [periode]
$t_{k,d,y,g}^{start}$	Startperiode for kunde k av lastprognose av typen flyttbar lastenhet d til system y i flytt g [periode]
$t_{k,d,y,g}^{end}$	Sluttperiode for kunde k av lastprognose av typen flyttbar lastenhet d til system y i flytt g [periode]
$E_{k,d,y}^{max}$	Max energi for kunde k av lastenhet d i delsett D^{SV} til system y [MWh]
$E_{k,d,y,t}^{min}$	Min energi for kunde k av lastenhet d i delsett D^{SV} til system y i tidsperiode t [MWh]
$B_{k,d,y}^{max}$	Max antall reduksjoner til kunde k av lasttype d i delsett D^R til system y innen tidshorisonten[#]
$D_{k,d,y}^{max}$	Max varighet på reduksjonen til kunde k lastenhet d i delsett D^R til system y [periode]
$D_{k,d,y}^{min}$	Hviletid, Min varighet mellom to reduksjoner for kunde k lastenhet d i delsett D^R in system y [periode]
$U_{k,d,y}^{max}$	Max fraksjon tilgjengelig for reduksjon av lastenhet d i delsett D^{PR} til kunde k system y [prosentandel]
$X_{k,d,y,c}^{PR}$	Avsavnskostnad til kunde k reduserbar last d i delsett D^{PR} til system y for linjestykke c [MWh]
$X_{k,y,d}^{dis}$	Avsavnskostnad til kunde k i system y for reduserbar last d i delsett D^{dis} [MWh]

Markeder

$E_{a,t,s}^{var}$	Prisprognose av energibærer a i periode t i scenario s [NOK/MWh] (el=1, olje=2, flis=3 osv..)
I_p	Prispunkter for bud i spotmarkedet [NOK/MWh]
$C_{t,s}^{Opp}$	Pris for kjøp av volum i alternativt marked [NOK/MWh]
$C_{t,s}^{Ned}$	Pris for salg av volum i alternativt marked [NOK/MWh]

Senarioer

R_s	Sannsynligheten for at senario s realiseres
-------	---

Variabler

$\chi_{k,a,y,o,t,s}$	Mengden av energibærer a transportert til/fra produksjonsenhet o til/fra energisystem y i tidsperiode t i senario s [MWh]
$\psi_{k,o,y,t,s}$	Mengde av energi produsert fra produksjonsenhet o til energisystem y i periode t i senario s [MWh]
$\phi_{k,d,y,t,s}$	Mengde av redusert energi fra kunde k lastenhet $d \in D^R$ i energisystem y for periode t i senario s [MWh]
$\lambda_{k,d,y,c,t,s}$	Redusert energi fra kunde k lastenhet $d \in D^R$ i energisystem y i linjestykket c for periode t i senario s [MWh]
$\omega_{k,d,y,g,t,s}$	Levert energi til lastenhet $d \in D^S$ i energisystem y i flytt g i tidsperiode t i senario s [MWh]
$\sigma_{k,l,y,t,s}^{in}$	Energiladning til lagerenhet l i energisystem y i periode t i senario s [kWh]
$\sigma_{k,l,y,t,s}^{out}$	Energitapping av lagerenhet l i energisystem y i periode t i senario s [kWh]
$\sigma_{k,l,y,t,s}^{soc}$	Energಿನivå for lagerenhet l i energisystem y i periode t i senario s [kWh]
$\alpha_{k,o,y,t,s}$	Binærvariabel = 1 hvis produksjonsenhet o i system y er på i tidsperiode t i senario s, ellers 0
$\delta_{k,d,y,t,s}^{start}$	Binærvariable = 1 hvis reduksjon av lastenhet $d \in D^R$ i energisystem y begynner i starten av tidsperiode t i senario s, ellers 0

$\delta_{k,d,y,t,s}^{num}$	Binærvariable = 1 hvis reduksjon av lastenhet $d \in D^R$ i energisystem y gjelder i starten av tidsperiode t i scenario s , ellers 0	
$\delta_{k,d,y,t,s}^{end}$	Binærvariable = 1 hvis reduksjon av lastenhet $d \in D^R$ i energisystem y avsluttes i slutten av tidsperiode t i scenario s , ellers 0	
$\gamma_{k,d,y,g,\tau,s}$	Binærvariabel = 1 hvis last av typen flyttbar profil d i energisystem y for flytt g i scenario s er flyttet τ perioder, ellers 0	
$\eta_{t,p}^{Elspot}$	Volumpunkter til bud i spotmarkedet for periode t prispunkt p	[MWh]
$\rho_{t,s}$	Volum klarert i spotmarkedet for periode t i scenario s	[MWh]
$\vartheta_{t,s}$	Volum kjøpt for å handle i balanse	[MWh]
$\zeta_{t,s}$	Volum solgt for å handle i balanse	[MWh]

Objektfunksjon

Målet med modellen er å minimere totale energikostnader knyttet til optimal budgivning av en kunde eller en aggregator i spotmarkedet. Objektfunksjonen består av fire ledd, et ledd som inkluderer en avsavnskostnad ved utkobling av en reduserbar last, et ledd for volum klarert i spotmarkedet, et ledd for kostnaden ved bruk av alternativ energibærer som olje eller flis og til slutt et ledd som inkluderer eventuell ubalansekostnad.

$$\min Z = C_{Utkobling} + C_{Elsport\ klarering} + C_{Alternativ\ energibærer} + C_{Elsport\ Ubalanse} \quad (8.1)$$

$$C_{Utkobling} = \sum_{S \in \mathcal{S}} p_s \left(\sum_{k \in K} \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D^{PR}} \sum_{c \in C} \sum_{t \in T} \lambda_{k,d,y,c,t,s} X_{k,y,d,c}^{PR} + \sum_{k \in K} \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D^{Dis}} \sum_{t \in T} \varphi_{k,y,d,t,s} X_{k,y,d}^{dis} \right) \quad (8.2)$$

Kostnaden knyttet til utkobling av en reduserbar last inneholder to ledd, et for den %-vis reduserbare lasten og et for lasten av type reduserbar av/på. Den %-vis reduserbare lasten er delt opp i ulike volum ($\lambda_{k,d,y,c,t,s}$) med tilhørende avsavnskostnad ($X_{k,y,d,c}^{PR}$) som øker i takt med mengden volum som kobles ut. Volum-/kostnadspunktene er knyttet sammen med linjestykke nummer c. Lasten av typen av/på har kun mulighet til å koble ut hele den totale prognosen, og er ikke delt inn i ulike volum med tilhørende linjestykker. Avsavnskostnaden til lasten av typen av/på ($X_{k,y,d}^{dis}$) er uavhengig av mengden volum som blir koblet ut. Den totale avsavnskostnaden multipliseres med sannsynlighetsmatrisen (p_s) for at scenario s inntreffer.

$$C_{Elsport\ klarering} = \sum_{S \in \mathcal{S}} p_s \left(\sum_{t \in T} E_{1,t,s}^{var} \rho_{t,s} \right) \quad (8.3)$$

Kostnaden for volum klarert i spotmarkedet for energibærer 1, elektrisitet, består av prisprognosen av elektrisitet ($E_{1,t,s}^{var}$) multiplisert med klarert volum i spotmarkedet ($\rho_{t,s}$). Kostnaden multipliseres med sannsynlighetsmatrisen (p_s) for at scenario s inntreffer.

$$C_{Alternativ\ energibærer} = \sum_{S \in \mathcal{S}} p_s \left(\sum_{k \in K} \sum_{a \in A|a>1} \sum_{y \in Y} \sum_{O \in O} \sum_{t \in T} E_{a,t,s}^{var} \chi_{k,a,y,o,t,s} \right) \quad (8.4)$$

For å kunne utnytte fleksibiliteten knyttet til en alternativ energibærer må denne kostnaden inkluderes i målfunksjonen. Kostnaden består av prisprognosen til alternativ energibærer (

$E_{a,t,s|a>1}^{var}$) multiplisert med energi transportert til produksjonsenhet o ($\chi_{k,a,y,o,t,s}$). Kostnaden multipliseres med sannsynlighetsmatrisen (p_s) for at scenario s inntreffer.

$$C_{Ubalanse}^{Elsport} = \sum_{S \in \mathcal{S}} p_s \left(\sum_{t \in T} (\vartheta_{t,s} C_{Opp} - \zeta_{t,s} C_{Ned}) \right) \quad (8.5)$$

Det siste leddet i målfunksjonen er kostnaden knyttet til ubalanse mellom klarert volum i spotmarkedet ($\rho_{t,s}$) og forbruksplan til elektrisitet ($\chi_{k,1,y,o,t,s}$). Dersom $\rho_{t,s} - \chi_{k,1,y,o,t,s} \geq 0$ vil $\zeta_{t,s} = \rho_{t,s} - \chi_{k,1,y,o,t,s}$. Det betyr at det eksisterer et overskudd av elektrisitet som kan disponeres i et alternativt marked til prisen C_{Ned} . Leddet har fått et minustegn foran seg siden bidraget vil redusere de totale energikostnadene. Dersom $\rho_{t,s} - \chi_{k,1,y,o,t,s} \leq 0$ vil $\vartheta_{t,s} = \rho_{t,s} - \chi_{k,1,y,o,t,s}$, det vil si at det eksisterer et underskudd av elektrisitet som må kjøpes fra et alternativ marked til en pris lik C_{Opp} . Variablene $\zeta_{t,s}$ og $\vartheta_{t,s}$ får dermed verdier som følge av ubalanse i spotmarkedet. Kostnaden multipliseres med sannsynlighetsmatrisen (p_s) for at scenario s inntreffer.

Prisen for kjøp (C_{Opp}) og salg (C_{Ned}) av elektrisitet i et alternativt marked kan settes konstant for alle perioder og senarioer. En annen og mer troverdig antagelse er at ubalanseprisene varierer i takt med spotprisen. Det fører til at prisene blir avhengig av periode og senario slik at prisene inneholder indeksene t og s ($C_{t,s}^{Opp}, C_{t,s}^{Ned}$). Siden målet med modellen er å optimere et bud i spotmarkedet må ubalanseprisene $C_{t,s}^{Ned}$ og $C_{t,s}^{Opp}$ ha verdier slik at de virker som en straff i forhold til spotmarkedet dersom ubalanse inntreffer. Det fører til at prisen for kjøp av elektrisitet i alternativt marked ($C_{t,s}^{Opp}$) må ligge høyere enn spotprisen ($E_{1,t,s}^{var}$) og prisen for salg av elektrisitet i alternativt marked ($C_{t,s}^{Ned}$) må ligge lavere enn spotprisen ($E_{1,t,s}^{var}$).

Det fører til en samlet målfunksjon lik:

$$\begin{aligned} \min Z = & \sum_{S \in \mathcal{S}} p_s \left(\sum_{k \in K} \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D^{PR}} \sum_{c \in C} \sum_{t \in T} \lambda_{k,d,y,c,t,s} X_{k,y,d,c}^{PR} + \sum_{k \in K} \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D^{Dis}} \sum_{t \in T} \varphi_{k,y,d,t,s} X_{k,y,d}^{dis} + \sum_{t \in T} E_{1,t,s}^{var} \rho_{t,s} \right. \\ & \left. + \sum_{k \in K} \sum_{a \in A|a>1} \sum_{y \in Y} \sum_{o \in O} \sum_{t \in T} E_{a,t,s}^{var} \chi_{k,a,y,o,t,s} + \sum_{t \in T} (\vartheta_{t,s} C_{t,s}^{Opp} - \zeta_{t,s} C_{t,s}^{Ned}) \right) \quad (8.6) \end{aligned}$$

Restriksjoner

Energibærere

Summen av mengden av alle energibærere ($\chi_{k,a,y,o,t,s}$) for hver kunde k gjennom energisystem y og produksjonsenhet o , må holde seg under kapasitetsgrensen for input av energibærer a ($U_{k,a}$). Det skal gjelde for alle kunder k , energibærere a , tidsperioder t og scenarier s :

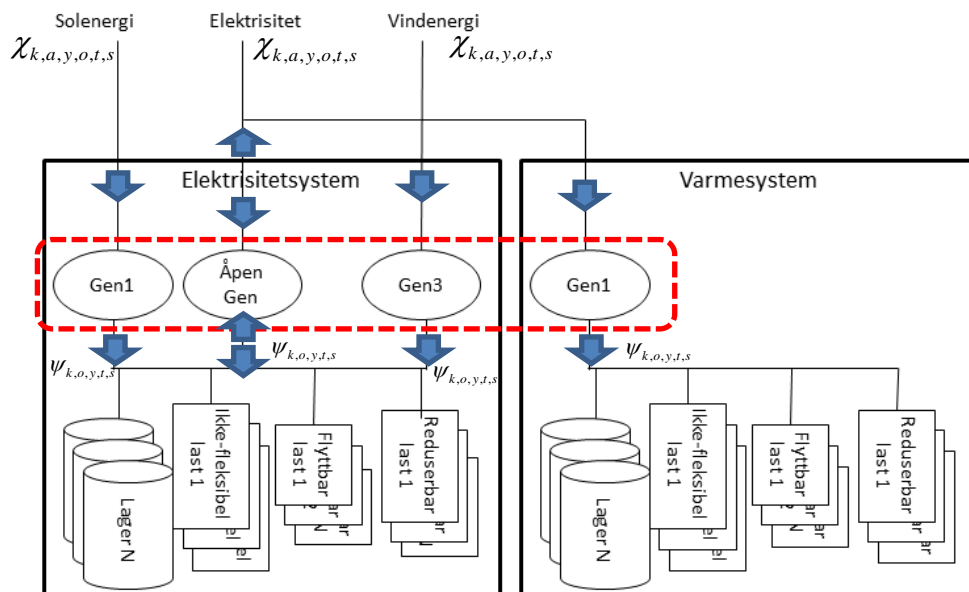
$$\sum_{y \in Y} \sum_{o \in O} \chi_{k,a,y,o,t,s} \leq U_{k,a}, \forall k \in K, a \in A, t \in T, s \in S \quad (8.7)$$

Uttrykket $\chi_{k,a,t,s}^{net-in}$ er lik $\sum_{y \in Y} \sum_{o \in O} \chi_{k,a,y,o,t,s}$ dersom verdien er positiv, altså at det importeres energi, ellers 0. Hvis verdien er negativ, noe som betyr at vi har en situasjon der energioverskuddet selges tilbake til det eksterne systemet vil $\chi_{k,a,t,s}^{net-in}$ ha verdien 0.

$$\chi_{k,a,t,s}^{net-in} = \max\left(\sum_{y \in Y} \sum_{o \in O} \chi_{k,a,y,o,t,s}, 0\right), \forall k \in K, a \in A, t \in T, s \in S \quad (8.8)$$

Mengden energi eksporter $\chi_{k,a,t,s}^{net-out}$ er lik den negative verdien av mengden energi transporter $-\sum_{y \in Y} \sum_{o \in O} \chi_{k,a,y,o,t,s}$ dersom summen av energi transporter $\sum_{y \in Y} \sum_{o \in O} \chi_{k,a,y,o,t,s}$ er negativ, ellers 0.

$$\chi_{k,a,t,s}^{net-out} = -\min\left(\sum_{y \in Y} \sum_{o \in O} \chi_{k,a,y,o,t,s}, 0\right), \forall k \in K, a \in A, t \in T, s \in S \quad (8.9)$$



Figur 23 Kontrollvolum rundt alle produksjonsenheter

Figur 23 viser systemtegning for en hypotetisk kunde med 4 ulike produksjonsenheter, der en av dem er en åpen generator med mulighet for at elektrisitet kan strømme begge veier. Restriksjonene (8.8) og (8.9) bestemmer om det skal importeres eller eksporteres elektrisitet gjennom å summere energibærere $a=1$ (elektrisitet) over alle produksjonsenheter o i alle energisystemer y . De blå pilene viser energibalansen for elektrisitet som energibærer. Strøm fra vindgeneratoren og solcellene har kun mulighet for å transporteres en vei, inn til el-systemet. Generator 2 som er en åpen kobling mellom det interne og eksterne strømmettet (virkningsgrad $A_{k,o,y}=1$) har mulighet for å transportere strømmen både inn og ut av systemet. På den måten er det mulig å oppnå et overskudd av strøm i el-systemet, slik at det kan gjennomføres et salg av strøm til spotmarkedet via den åpne generatoren. Det er også mulig at elektrisitet produsert fra vind eller sol transporteres fra el-system via den åpne generatoren og over til generator 1 i varmesystemet. Videre i denne oppgaven vil det kun brukes $\chi_{k,a,y,o,t,s}$ som variabel for energi transporter.

Energiproduksjon

Energi transportert til produksjonsenhet ($\chi_{k,a,y,o,t,s}$) og energi produsert til et system ($\psi_{k,o,y,t,s}$) må balanseres. Virkningsgraden ($A_{k,o,y}$) for hver produksjonsenhet må også inkluderes i restriksjonen:

$$\psi_{k,o,y,t,s} = A_{k,o,y} \cdot \chi_{k,a,y,o,t,s}, \forall k \in K, o \in O, y \in Y, t \in T, s \in S \quad (8.10)$$

Energi produsert til et system y ($\psi_{k,o,y,t,s}$) må ikke overstige grensen for max kapasitet ($G_{k,o,y}^{\max}$):

$$\psi_{k,o,y,t,s} \leq G_{k,o,y}^{\max}, \forall k \in K, o \in O, y \in Y, t \in T, s \in S \quad (8.11)$$

For ikke-kontrollerbare produksjonsenheter (vindturbiner og solceller) må energi transportert ($\chi_{k,a,y,o,t,s}$) være lik prognosen $I_{k,o,t}$. Slike produksjonsenheter har energibærere med indeks lik 2:

$$\chi_{k,a,y,o,t,s} = I_{k,o,t}, \forall a = 2, k \in K, o \in O, y \in Y, t \in T, s \in S \quad (8.12)$$

Energilager

Balansen for lagernivået ($\sigma_{k,l,y,t,s}^{soc}$) i tiden t, må inneholde ladning ($\sigma_{k,l,y,t,s}^{in}$), tapping ($\sigma_{k,l,y,t,s}^{out}$) og lagernivået ved foregående periode t-1, ($\sigma_{k,l,y,t-1,s}^{soc}$):

$$\sigma_{k,l,y,t,s}^{soc} = \sigma_{k,l,y,t-1,s}^{soc} + \sigma_{k,l,y,t,s}^{in} \cdot A_{k,l,y}^{in} - \frac{\sigma_{k,l,y,t,s}^{out}}{A_{k,l,y}^{out}}, \forall k \in K, l \in L, y \in Y, t \in T, s \in S \quad (8.13)$$

Lagernivået ($\sigma_{k,l,y,t,s}^{soc}$) må holde seg innenfor minimumsgrensen ($O_{k,l,y}^{\min}$) og maksimumsgrensen ($O_{k,l,y}^{\max}$)

$$\sigma_{k,l,y,t,s}^{soc} \leq O_{k,l,y}^{\max}, \forall k \in K, l \in L, y \in Y, t \in T, s \in S \quad (8.14)$$

$$\sigma_{k,l,y,t,s}^{soc} \geq O_{k,l,y}^{\min}, \forall k \in K, l \in L, y \in Y, t \in T, s \in S \quad (8.15)$$

Ladning ($\sigma_{k,l,y,t,s}^{in}$) må holde seg under kapasitetsgrensen for ladning ($Q_{k,l,y}^{in}$):

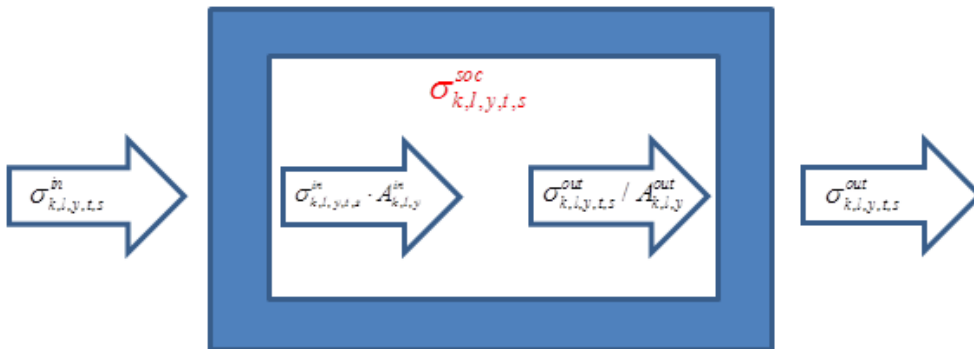
$$\sigma_{k,l,y,t,s}^{in} \leq Q_{k,l,y}^{in}, k \in K, l \in L, y \in Y, t \in T, s \in S \quad (8.16)$$

Tapping av lager ($\sigma_{k,l,y,t,s}^{out}$) må holde seg under kapasitetsgrensen for tapping ($Q_{k,l,y}^{out}$):

$$\sigma_{k,l,y,t,s}^{out} \leq Q_{k,l,y}^{out}, k \in K, l \in L, y \in Y, t \in T, s \in S \quad (8.17)$$

Ved slutten av planleggingshorisonten (t=T) må lagernivået ($\sigma_{k,l,y,t,s}^{soc}$) være over en minimumsgrense ($H_{k,l,y}$). Restriksjonen settes for å hindre at lageret tømmes ved slutten av planleggingshorisonten:

$$\sigma_{k,l,y,t,s}^{soc} \geq H_{k,l,y}, k \in K, l \in L, y \in Y, t = T, s \in S \quad (8.18)$$



Figur 24 Oversikt over strømningsflyten for et energilager

Reduserbare laster

Reduksjon av laster kan ikke kjøre ($\delta_{k,d,y,t,s}^{run} = 1$) eller stoppe ($\delta_{k,d,y,t,s}^{end} = 1$) i første periode, siden reduksjonen må være startet først:

$$\delta_{k,d,y,t,s}^{run} + \delta_{k,d,y,t,s}^{end} = 0, \forall k \in K, d \in D^R, y \in Y, t = 1, s \in S \quad (8.19)$$

Lastreduksjon kan kun kjøre ($\delta_{k,d,y,t,s}^{run} = 1$) eller stoppe ($\delta_{k,d,y,t,s}^{end} = 1$) i en periode dersom den har vært startet i en foregående periode ($\delta_{k,d,y,t-1,s}^{start} = 1$) eller kjørt ($\delta_{k,d,y,t-1,s}^{run} = 1$) i foregående periode:

$$\delta_{k,d,y,t-1,s}^{start} + \delta_{k,d,y,t-1,s}^{run} = \delta_{k,d,y,t,s}^{run} + \delta_{k,d,y,t,s}^{end}, \forall k \in K, d \in D^R, y \in Y, t \in Z, s \in S \quad (8.20)$$

Lastreduksjon kan ikke starte ($\delta_{k,d,y,t,s}^{start} = 1$) eller kjøre ($\delta_{k,d,y,t,s}^{run} = 1$) i samme periode:

$$\delta_{k,d,y,t,s}^{start} + \delta_{k,d,y,t,s}^{run} \leq 1, \forall k \in K, d \in D^R, y \in Y, t \in Z, s \in S \quad (8.21)$$

Lastreduksjon kan ikke kjøre ($\delta_{k,d,y,t,s}^{run} = 1$) eller slutte ($\delta_{k,d,y,t,s}^{end} = 1$) i samme periode:

$$\delta_{k,d,y,t,s}^{run} + \delta_{k,d,y,t,s}^{end} \leq 1, \forall k \in K, d \in D^R, y \in Y, t \in Z, s \in S \quad (8.22)$$

Lastreduksjonen kan ikke vare lenger enn maksimal varighet ($D_{k,d,y}^{\max}$) for en bestemt last d. Det vil si at dersom reduksjonen starter i tiden t, må den være avsluttet senest etter ($D_{k,d,y}^{\max}$) perioder. Binærvariabelen for avslutning ($\delta_{k,d,y,t,s}^{end}$) må ha verdien 1 et sted mellom tidsperiode $t+1$ og $t+D_{k,d,y}^{\max}$:

$$\sum_{\tau=t+1}^{t+D_{k,d,y}^{\max}} \delta_{k,d,y,\tau,s}^{end} \geq \delta_{k,d,y,t,s}^{start}, \forall k \in K, d \in D^R, y \in Y, t \in Z, s \in S \quad (8.23)$$

Antall lastreduksjoner innenfor en bestemt lastreduksjonsperiode må være mindre eller lik maksimalt antall tillatte reduksjoner ($B_{k,d,y}^{\max}$). Det vil si at en lastreduksjon ikke kan starte ($\delta_{k,d,y,t,s}^{start}$) flere ganger enn antall tillatte reduksjoner ($B_{k,d,y}^{\max}$):

$$\sum_{t \in T} \delta_{k,d,y,t,s}^{start} \leq B_{k,d,y}^{max}, \forall k \in K, d \in D^R, y \in Y, t \in Z, s \in S \quad (8.24)$$

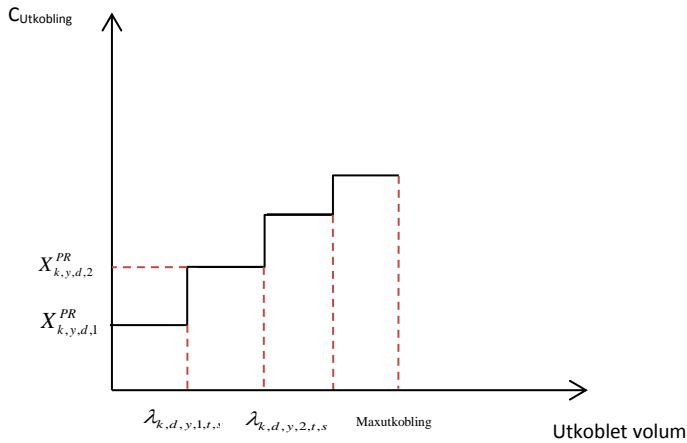
Det settes også et krav til hviletid, antall perioder mellom to lastreduksjonsperioder. Antall perioder mellom en lastreduksjons-slutt($\delta_{k,d,y,t,s}^{end}$) og en lastreduksjons-start($\delta_{k,d,y,t,s}^{start}$) må være minimum varighet ($D_{k,d,y}^{min}$). Det gir at lastreduksjons-slutt($\delta_{k,d,y,t,s}^{end}$) og lastreduksjons-start ($\delta_{k,d,y,t,s}^{start}$) ikke kan ha verdien 1 samtidig, innen for perioden t til $t + D_{k,d,y}^{min}$:

$$\delta_{k,d,y,t,s}^{end} + \sum_{\tau=t}^{t+D_{k,d,y}^{min}} \delta_{k,d,y,\tau,s}^{start} \leq 1, \forall k \in K, d \in D^R, y \in Y, t \in Z, s \in S \quad (8.25)$$

Redusert volum ($\varphi_{k,d,y,t,s}$) har kun gyldig verdi i perioder der reduksjonen starter $\delta_{k,d,y,t,s}^{start} = 1$, kjører $\delta_{k,d,y,t,s}^{run} = 1$ eller avsluttes $\delta_{k,d,y,t,s}^{end} = 1$. Redusert volum (kWh/periode) må være mindre eller lik maksimal fraksjon ($U_{k,d,y}^{max}$) multiplisert med prognosen for de reduserbare lastene ($W_{k,d,y,t,s}$):

$$\varphi_{k,d,y,t,s} \leq U_{k,d,y}^{max} \cdot W_{k,d,y,t,s} \cdot (\delta_{k,d,y,t,s}^{start} + \delta_{k,d,y,t,s}^{run} + \delta_{k,d,y,t,s}^{end}), \forall k \in K, d \in D^R, y \in Y, t \in Z, s \in S \quad (8.26)$$

For %-vis reduserbare laster vil totalt redusert volum innenfor kostnadstrinn 1 ($\lambda_{k,d,y,1,t,s}$) fylles opp først på grunn av lavest avsvnskostnad ($X_{k,y,d,1}^{PR}$). Overstiger totalt redusert volum det volumet som er satt innenfor kostnadstrinn 1 vil volumet for kostnadstrinn 2 fylles opp med en kostnad lik $X_{k,y,d,2}^{PR}$. For å redusere kompleksiteten deles maksimal utkobling ($U_{k,d,y}^{max} \cdot W_{k,d,y,t,s}$) opp i C (antall kostnadstrinn) like store volum. Restriksjonen er forklart med illustrasjon av kostnadskurven i figur 25.



Figur 25 Kostnadsfunksjon til %-vis reduserbar last med variable

$$\lambda_{k,d,y,c,t,s} \leq \frac{U_{k,d,y}^{\max} \cdot W_{k,d,y,t}}{C}, \forall k \in K, d \in D^{PR}, y \in Y, c \in C, t \in Z, s \in S \quad (8.27)$$

Totalt redusert volum ($\varphi_{k,d,y,t,s}$) beregnes ved å summere $\lambda_{k,d,y,c,t,s}$ over alle linjestykkene C:

$$\sum_{c \in C} \lambda_{k,d,y,c,t,s} = \varphi_{k,d,y,t,s}, \forall k \in K, d \in D^{PR}, y \in Y, t \in Z, s \in S \quad (8.28)$$

Kostnadsfunksjon for reduserbare av/på laster er konstant, det vil si at marginalkostnaden er uavhengig av størrelsen på utkoblet volum. Restriksjonen for de reduserbare av/på lastene som bestemmer utkoblet volum ($\varphi_{k,d,y,t,s}$) forandres til (8.29). Restriksjonen vil føre til at utkoblet volum ($\varphi_{k,d,y,t,s}$) settes lik prognostert verdi ($W_{k,d,y,t}$) dersom utkobling gjennomføres.

$$\varphi_{k,d,y,t,s} = W_{k,d,y,t} \cdot (\delta_{d,y,t,s}^{start} + \delta_{d,y,t,s}^{run} + \delta_{d,y,t,s}^{end}), \forall k \in K, d \in D^{Dis}, y \in Y, t \in Z, s \in S \quad (8.29)$$



Figur 26 kostnadsfunksjon til av/på reduksjon med variabler

Flyttbar last

I tidsintervallet fra tidligste startperiode $T_{k,d,y}^{start}$ til seneste sluttperiode $T_{k,d,y}^{end}$ må summen av levert volum $\omega_{k,d,y,t,s}$ være lik som summen av prognoseverdiene for flyttbart volum ($W_{k,d,y,t,s}$):

$$\sum_{T_{k,d,y,g,s}^{start}}^{T_{k,d,y,g,s}^{end}} \omega_{d,y,g,t,s} = \sum_{T_{k,d,y,g,s}^{start}}^{T_{k,d,y,g,s}^{end}} W_{d,y,t,s}, \forall k \in K, d \in D^{SV}, y \in Y, g \in G^{SV}, t \in T, s \in S \quad (8.30)$$

Levert energi til laster av flyttbart volum ($\omega_{k,d,y,g,t,s}$) må være mindre eller lik maksimumsgrensen

($E_{k,d,y}^{max}$):

$$\omega_{k,d,y,g,t,s} \leq E_{k,d,y}^{max}, \forall k \in K, d \in D^{SV}, y \in Y, g \in G^{SV}, t \in T, s \in S \quad (8.31)$$

Levert energi til laster av flyttbart volum ($\omega_{k,d,y,g,t,s}$) må være større eller lik minimumsgrensen

($E_{k,d,y,t}^{min}$):

$$\omega_{k,d,y,g,t,s} \geq E_{k,d,y,t}^{min}, \forall k \in K, d \in D^{SV}, y \in Y, g \in G^{SV}, t \in T, s \in S \quad (8.32)$$

For lastenheter av typen flyttbar profil ($d \in D^{SP}$) er det lovlig at **kun en** av binærvariablene ($\gamma_{k,d,y,g,\tau,s}$) får verdien 1 innenfor intervallet $T_{k,d,y,g}^{start} - t_{k,d,y,g}^{start}$ (maksimalt antall flytt bakover) til $T_{k,d,y,g}^{end} - t_{k,d,y,g}^{end}$ (maksimalt antall flytt fremover). Restriksjonen bestemmer dermed at kun et flytt er lovlig innenfor det bestemte intervallet:

$$\sum_{\tau=T_{k,d,y,g}^{start} - t_{k,d,y,g}^{start}}^{T_{k,d,y,g}^{end} - t_{k,d,y,g}^{end}} \gamma_{k,d,y,g,\tau,s} = 1, \forall k \in K, d \in D^{SP}, y \in Y, g \in G^{SP}, s \in S \quad (8.33)$$

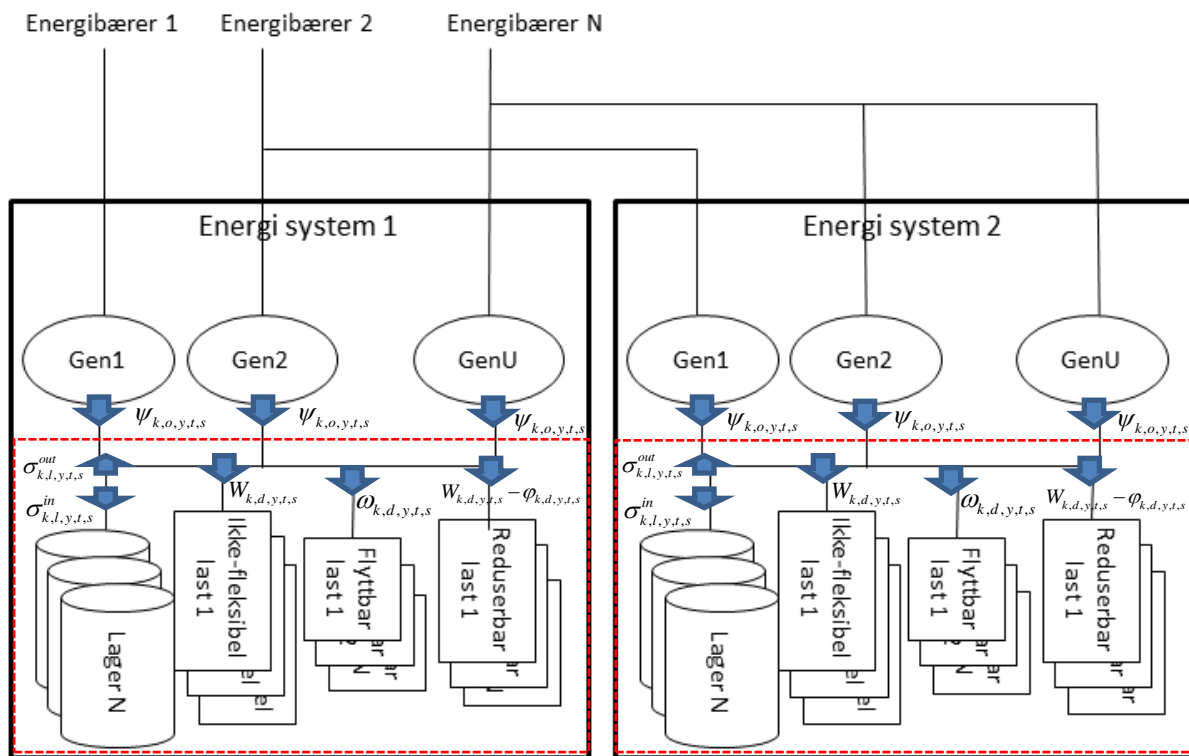
Levert energi til flyttbare laster ($\omega_{k,d,y,t,s}$) av typen flyttbar profilenhet gjelder innenfor en teller i som er gitt av $t=0$ til $t=T_{k,d,y,g}^{start} - T_{k,d,y,g}^{end}$ (lengden på prosessen). Restriksjonen(1.38) bestemmer at levert energi til flyttbar last ($\omega_{k,d,y,t,s}$) i en gitt periode t , må være lik den binære flyttvariablen ($\gamma_{k,d,y,g,\tau,s}$) multiplisert med prognoseverdien for en av tidsperiodene innenfor intervallet ($T_{k,d,y,g}^{start} + i$). Restriksjonen (8.34) vises med et forklarende eksempel i vedlegget kapittel 16.1.

$$W_{k,d,y,t,s} = \sum_{i=0}^{T_{k,d,y,g}^{end} - T_{k,d,y,g}^{start}} (\gamma_{k,d,y,g,(t-T_{k,d,y,g}^{start}-i),s} \cdot W_{(T_{k,d,y,g}^{start}+i)}), \forall k \in K, s \in D^{SP}, y \in Y, t \in \{T^{start}, T^{end}\}, g \in G^{SP}, s \in S \quad (8.34)$$

Balanse til energisystem

Hvert energisystem må balansere slik at summen av energi inn og energi ut er lik hverandre. Variablene energi fra generator til energisystem ($\psi_{k,o,y,t,s}$) og energi tappet fra et energilager ($\sigma_{k,l,y,t,s}^{out}$) plasseres til venstre for likhetstegnet siden det er energi som strømmer **inn** til kontrollvolumet. Variablene til høyre av likhetstegnet er energi som strømmer **ut** av systemet og består av prognoserte verdier for ikke-fleksible lastenheter $d \in D^I$ ($W_{k,d,y,t,s}$), energi levert til laster av flyttbar profil eller flyttbart volum ($\omega_{k,d,y,t,s}$), resterende volum etter reduksjon av reduserbare laster ($W_{k,d,y,t,s} - \varphi_{k,d,y,t,s}$) og ladning av energilager ($\sigma_{k,l,y,t,s}^{in}$).

$$\sum_{o \in O} \psi_{k,o,y,t,s} + \sum_{l \in L} \sigma_{k,l,y,t,s}^{out} = \sum_{d \in D^I} W_{k,d,y,t,s} + \sum_{d \in D^S} \omega_{k,d,y,t,s} + \sum_{d \in D^R} (W_{k,d,y,t,s} - \varphi_{k,d,y,t,s}) + \sum_{l \in L} \sigma_{k,l,y,t,s}^{in} \quad \forall k \in K, y \in Y, t \in T, s \in S \quad (8.35)$$



Figur 27 Avgrensningen for oppsett av restriksjonen til systembalansen med variable

Fra plassering av pilene har vi antatt at energi produsert fra en produksjonsenhet ($\psi_{k,o,y,t,s}$) kun kan strømme **inn** til energisystemet, og stenger dermed for å sende energi ut av systemet. Dersom energi skal kunne transporteres både inn og ut av systemet må energi produsert fra en produksjonsenhet ($\psi_{k,o,y,t,s}$) kunne ha både positiv(inn) og negativ(ut) verdi. En slik fri variabel er kun gyldig for en åpen generator med virkningsgrad $A_{k,o,y} = 1$. Det fører til at restriksjon (8.10) reduseres til (8.36), der produksjonsenheten har mulighet for at energi strømmer begge veier.

$$\psi_{k,o,y,t,s} = \chi_{k,a,y,o,t,s}, \forall k \in K, o \in O, y \in Y, t \in T, s \in S \quad (8.36)$$

Bud i Elspot

For å oppnå en stykkevis lineær synkende kurve for budet i spotmarkedet, som og er konsistent med budreglene satt av Nord Pool, velger aggregatoren p antall pris-/volumpunkter der:

Volumpunkter meldt inn til Elspot må redusere med stigende pris.

$$\eta_{p,t}^{Elspot} \leq \eta_{p-1,t}^{Elspot}, \forall t \in T, p \in P, p \neq 1 \quad (8.37)$$

Prispunktene meldt inn til Elspot (I_p) er gitt som parametere for å gjøre modellen lineær, og må øke med stigende p.

$$I_p \geq I_{p-1} \forall p \in P, p \neq 1 \quad (8.38)$$

Budkurven i Elspot dannes basert på lineær interpolasjon mellom punktene ($I_p, \eta_{p,t}^{Elspot}$), som er korrekt i forhold til regler satt av Nordpool:

$$\rho_{t,s} = \left\{ \begin{array}{ll} \left(1 - \frac{E_{1,t,s}^{\text{var}}}{I_1 - I_0} + \frac{I_0}{I_1 - I_0}\right) \eta_{0,t}^{Elspot} + \left(\frac{E_{1,t,s}^{\text{var}}}{I_1 - I_0} - \frac{I_0}{I_1 - I_0}\right) \eta_{1,t}^{Elspot} & , \text{ hvis } I_0 \leq E_{1,t,s}^{\text{var}} \leq I_1 \\ \left(1 - \frac{E_{1,t,s}^{\text{var}}}{I_2 - I_1} + \frac{I_1}{I_2 - I_1}\right) \eta_{1,t}^{Elspot} + \left(\frac{E_{1,t,s}^{\text{var}}}{I_2 - I_1} - \frac{I_1}{I_2 - I_1}\right) \eta_{2,t}^{Elspot} & , \text{ hvis } I_1 \leq E_{1,t,s}^{\text{var}} \leq I_2 \\ \vdots & \\ \left(1 - \frac{E_{1,t,s}^{\text{var}}}{I_p - I_{p-1}} + \frac{I_{p-1}}{I_p - I_{p-1}}\right) \eta_{p-1,t}^{Elspot} + \left(\frac{E_{1,t,s}^{\text{var}}}{I_p - I_{p-1}} - \frac{I_{p-1}}{I_p - I_{p-1}}\right) \eta_{p,t}^{Elspot} & , \text{ hvis } I_{p-1} \leq E_{1,t,s}^{\text{var}} \leq I_p \end{array} \right.$$

$$, \forall t \in T, p \in P, p \neq 1$$

$$(8.39)$$

Klarering Elspot

Ved klarering av spotmarkedet skal restriksjon (8.40) være oppfylt. Plan for elektrisitetsforbruk summert over alle kunder ($\chi_{k,1,y,o,t,s}$) skal være lik klarert volum ($\rho_{t,s}$) i tillegg til eventuelt ubalanse i form av volum kjøpt i alternativt marked ($\vartheta_{t,s}$) eller volum solgt i alternativt marked ($\zeta_{t,s}$).

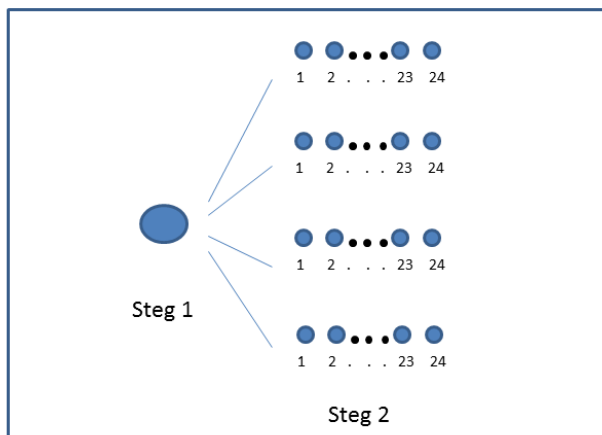
$$\sum_{k \in K} \sum_{y \in Y} \sum_{o \in O} \chi_{k,1,y,o,t,s} = \rho_{t,s} + \vartheta_{t,s} - \zeta_{t,s}, \forall t \in T, s \in S \quad (8.40)$$

For at budpunktene ($\eta_{p,t}^{Elspot}$) skal bli satt riktig må det eksistere en restriksjon som sørger for at volum budt i Elspot for det laveste prispunktet ($\eta_{1,t}^{Elspot}$) alltid er mindre eller lik prognose ($W_{k,d,y,t}$) for alle lastenheter:

$$\eta_{1,t}^{Elspot} \leq \sum_{k \in K} \sum_{d \in D} \sum_{y \in Y} W_{k,d,y,t}, \forall t \in T, s \in S \quad (8.41)$$

2-steps modell

Siden modellen er formulert som en deterministisk ekvivalent modell (DEM) må de ulike stegene kobles sammen avhengig av hvilken informasjon som er tilgjengelig i hvert steg. Modellen er formulert i 2 steg der variabler steg 1 og steg 2 må kobles sammen.



Figur 28 Illustrasjon av en 2-steps modell med en horisont på 24 timer og 4 scenarioer i steg 2.

I steg 1 skal beslutningen om optimalt budvolum i spotmarkedet ($\eta_{p,t}$) bli tatt. Denne variabelen er ikke scenarioavhengig og skal dermed ha lik verdi både for steg 1 og steg 2. I steg 2 klareres volumet i spotmarkedet for ulike prissenarioer. Basert på budet i steg 1 og klarert

volum i steg 2 skal aggregatoren finne den kombinasjonen av forbruksplan og handel i alternativt marked som resulterer i lavest total energikostnad.

Restriksjoner på variabler

Mengden av energi transportert må være positiv for energibærere som bare kan importeres inn i energisystemet, altså de energibærere som ikke kan selges tilbake til et marked. Formuleringen under tar utgangspunkt i at det kun er elektrisitet som har mulighet for å transporteres ut av systemet og at eksporten kun kan skje gjennom produksjonsenhet med indeks lik 1(o=1):

$$\chi_{k,a,y,o,t,s} \geq 0, \forall k \in K, a \in A, y \in \{2, Y\}, o \in O, t \in T, s \in S \quad (8.42)$$

Elektrisitet kan flyte i begge retninger for variablene(a=1, y=1, o=1).

$$\chi_{k,1,1,1,t,s} \text{ free}, \forall k \in K, t \in T, s \in S \quad (8.43)$$

Dersom elektrisitet kan flyte i begge retninger må også produsert energi fra el-generator kunne flyte i begge retninger. Generator 1 representerer indeksen for enheten som er satt opp til å kunne eksportere og importere elektrisitet. Det kan kun eksistere en indeks av o per energibærer(altså kun en produksjonsenhet) som kan ha energi som kan flyte i begge retninger.

$$\psi_{k,1,1,t,s} \text{ free}, \forall k \in K, t \in T, s \in S \mid \chi_{k,1,1,t,s} \text{ free} \quad (8.44)$$

Alle andre variable må holdes ikke-negative:

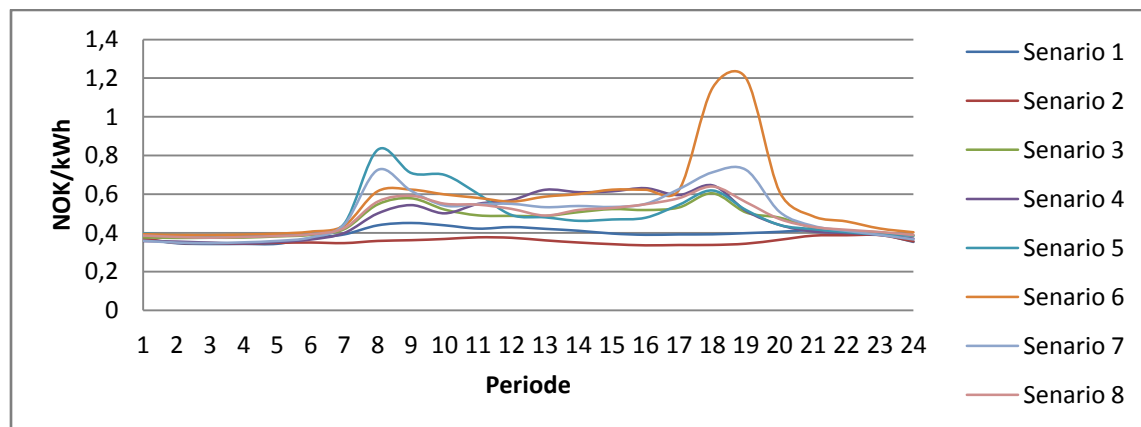
$$\psi_{k,o,y,t,s}, \varphi_{k,d,y,t,s}, \omega_{k,d,y,t,s}, \sigma_{k,l,y,t,s}^{in}, \sigma_{k,l,y,t,s}^{out}, \sigma_{k,l,y,t,s}^{soc}, \lambda_{k,d,y,c,t,s}, \eta_{t,p}^{Elsport}, \rho_{t,s}, \vartheta_{t,s}, \zeta_{t,s} \geq 0 \quad (8.45)$$

Binærvariable har verdien 1 eller 0:

$$\alpha_{k,v,y,t,s}, \beta_{k,v,y,t,s}, \gamma_{k,v,y,t,s}, \delta_{k,d,y,t,s}^{start}, \delta_{k,d,y,t,s}^{run}, \delta_{k,d,y,t,s}^{end}, \gamma_{k,d,y,g,\tau,s} \in \{0, 1\} \quad (8.46)$$

9 Introduserende eksempler

For at leseren skal forstå hvordan modellen genererer budkurver til Nordpool starter casedelen med to enkle eksempler. Målet er å vise hvordan modellen utnytter tilgjengelig fleksibilitet hos kunden til å minimere de totale energikostnadene.



Figur 29 Elspotprisutviklingen for 8 scenarier med en periode på 24 timer

Periode	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	369,9	370,3	376,9	358,1	397,6	394,1	359,9	386,9
2	347	349,4	374,3	355,6	389,8	390,3	350,4	379,5
3	343	348,2	375,4	350	387,2	389,3	347,9	375,7
4	343,6	344,8	376,1	346,5	390,1	392,3	351,9	379,6
5	344,1	349	382,3	353,5	392,1	396,5	359,2	384,2
6	373,4	350,7	389,8	366,2	404	406,9	376,8	393,3
7	392,6	347,8	419,7	399,8	448,3	438,2	444	425,3
8	439,5	358,9	547,7	501	830	615,8	725,7	562,1
9	451,8	362,7	579,2	544,1	710	624,2	617,9	592,2
10	439,7	369,1	521	501,5	700	599,2	541,6	551,2
11	422,4	377,6	491	550,6	602	581,4	548,8	546,3
12	430,7	375,1	488,4	570,3	492,8	562,2	550,5	524,4
13	421,5	361,9	487,8	623,4	480,9	587,8	533,4	490,1
14	411,5	350,7	507,8	611	462,8	601,2	539,6	519,1
15	397,1	342,2	523,5	615,2	469,9	623,7	534,4	529,2
16	390,6	336,2	518,6	631,5	478,9	623,4	550,5	548,7
17	392,5	338	532	596,2	546	623	627,1	580,1
18	393,2	338,2	605	646,1	619,6	1150	713,7	640
19	399,2	344,9	498	514,4	518,8	1200	726	559,1
20	406	364,7	479,2	441,6	441,6	613	509,5	472,3
21	415,2	386,2	428	407,4	419,7	486,6	436,8	431,2
22	411,8	388,4	411,6	399,8	404,3	459,6	411,2	416,5
23	394,6	388,9	403,2	389,9	392,5	423,1	389,9	404,9
24	353,8	356,8	385,9	371	386,9	403,7	366,9	389,4

Tabell 1 Prognosert spotpris [NOK/MWh] de neste 24 timene for senario 1-8, til eksempel 1 og 2.

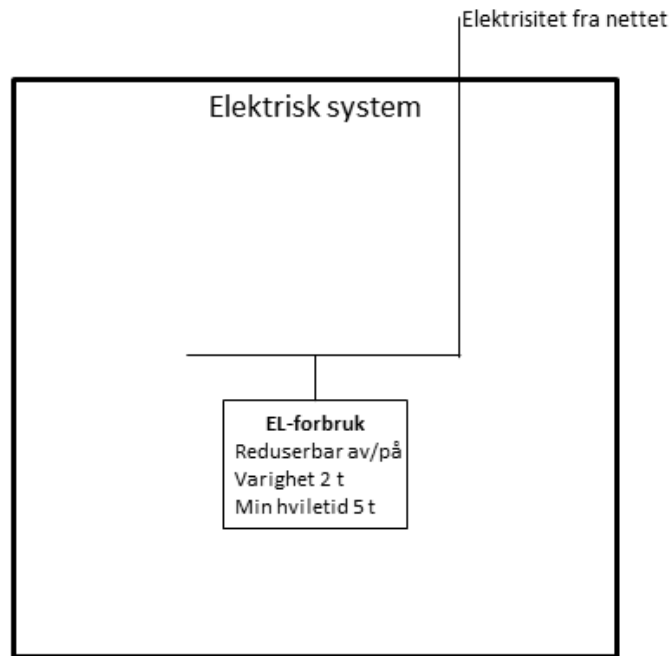
Det er valgt å analysere 8 ulike prisprognoser for Elspotprisen de neste 24 timene, slik tabell 1 og figur 29 viser. Datagrunnlaget er hentet fra nordpoolspot.com for 8 ulike dager, og representerer historisk realiserte spotpriser fra tidligere perioder. Målet er at de utvalgte 8 senarioene skal beskrive utfallet av neste dags 24 realiserte Elspotpriser på en best mulig måte. Grafene viser et variert utvalg med noen prognoser med flat profil, slik som senario 1 og 2, mens senario 6 og 7 har en relativt høy topp hver.

Sannsynligheten for at et senario realiseres er fordelt i tabell 2. Sannsynligheten er fordelt jevnt mellom senarioene, med en liten økning i senario 3,4, 6 og 7. Modellen vil dermed finne det mer sannsynlig at senarioene 3,4,6 og 7 realiseres.

Senario 1	Senario 2	senario 3	senario 4	senario 5	senario 6	Senario 7	Senario 8
0,1	0,1	0,15	0,15	0,1	0,15	0,15	0,1

Tabell 2 Sannsynlighetsfordelingen mellom de 8 prisesenarioene i eksempel 1 og 2

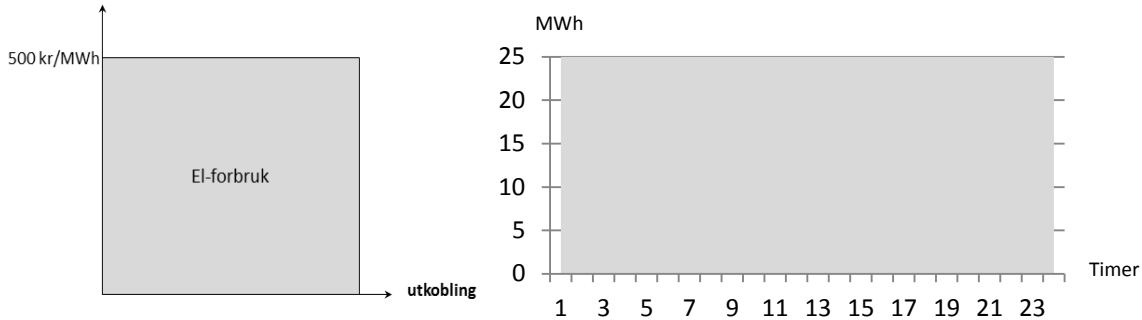
Eksempel 1



Figur 30 Systemoversikt eksempel 1

Systemet består av en kunde med et elektrisk system og en last av typen reduserbar av/på. Elektrisitet fra nettet strømmer direkte inn i det elektriske systemet og videre inn til lasten. Flexibiliteten i systemet er representert ved muligheten til å koble ut volumet bestemt av

forbruksprognosen, mot en kostnad på 500 kr/MWh. Fra figuren under vises det at kostnaden på 500 kr/MWh inntreffer uavhengig mengden volum som kobles ut, kostnaden er dermed konstant. El-forbruket kan enkelt og hurtig stoppes, med 2 timers utkoblingstid og minimum 5 timers intervall mellom to stopp.



Figur 31 kostnadskurve el -forbruk og forbruksprognose el-forbruk

Optimeringsmodellen skal finne 24 budkurver som minimerer de totale kostnadene knyttet til kunden. De totale kostnadene er beskrevet i målfunksjonen og består av kostnaden knyttet til utkobling, klarert volum i Elspot og eventuell kostnad for ubalanse. Målfunksjonen ser ut som følgende:

$$\min Z = C_{Utkobling} + C_{klarering}^{Elspot} + C_{Ubalanse}^{Elspot}$$

Ved bruk av variable fra den matematiske formuleringen ser målfunksjonen ut slik:

$$\min Z = \sum_{s \in S} P_s \left(\sum_{k \in K} \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D^{Dis}} \sum_{t \in T} \varphi_{k,y,d,t,s} X_{k,y,d}^{dis} + \sum_{t \in T} E_{1,t,s}^{var} \rho_{t,s} + \sum_{t \in T} (\vartheta_{t,s} C_{Opp} + \zeta_{t,s} C_{Ned}) \right)$$

Sett i forhold til målfunksjonen introdusert i den matematiske modellen er nå leddene knyttet til alternativ energibærer og utkobling av %-vis reduserbar last tatt bort siden systemet ikke inneholder slike enheter. Ubalanseprisene C_{Opp} og C_{Ned} settes slik at modellen innfører en straff dersom plan/forbruket ikke stemmer med kjøpt volum fra Elspotmarkedet. For at C_{Ned} skal virke som en straff på målfunksjonene må realisert spotpris ligge over ubalanseprisen slik at det ikke skal lønne seg å kjøpe mer en planen tilsier. Verdien til C_{Ned} er satt til 400 NOK/MWh, og er basert på snittverdien til spotprisene til de 8 scenarioene på 465 NOK/MWh. C_{Opp} må ha en verdi som ligger i snitt høyere en Elspotprisene, slik at det ikke vil lønne seg å kjøpe mindre enn planlagt forbruk. C_{Opp} er valgt til 800 NOK/MWh, noe som gir en høy straff dersom det må kjøpes inn ekstra volum i forhold til klarert volum i spotmarkedet. Prisen C_{Opp} er satt såpass høy siden modellens mål er å optimere bud i forhold til spotprisene.

Periode/pris	-2100	0	500	501	21000
1	25	25	25	25	25
2	25	25	25	25	25
3	25	25	25	25	25
4	25	25	25	25	25
5	25	25	25	25	25
6	25	25	25	25	25
7	25	25	25	25	25
8	25	25	25	0	0
9	25	25	25	0	0
10	25	25	25	25	25
11	25	25	25	25	25
12	25	25	25	25	25
13	25	25	25	25	25
14	25	25	25	25	25
15	25	25	25	25	25
16	25	25	25	25	25
17	25	25	25	25	25
18	25	25	25	0	0
19	25	25	25	0	0
20	25	25	25	25	25
21	25	25	25	25	25
22	25	25	25	25	25
23	25	25	25	25	25
24	25	25	25	25	25


 Utkobling


Tabell 3 Budmatrise for eksempel 1 i spotmarkedet de neste 24 timene

Det er valgt 5 prispunkter på -2100, 0, 500, 501 og 21000 NOK. Budmatrisen i tabell 3 viser hvilket volum i MWh som skal kjøpes inn til hvert prispunkt, i hver time. For timene 1-7, 10-17 og 21-24 viser matrisen at budet er prisuavhengig, altså at det skal kjøpes inn 25 MW for alle prispunktene. Utkobling gjennomføres i time 8-9 og 18-19, og tilfredsstillende dermed restriksjonene på minimum antall timer mellom hver utkobling på 5 timer og utkoblingsperiode på 2 timer. Tabell 3 viser at utkoblingen vil gjennomføres dersom spotprisen i timen 8,9, 18 og 19 klareres i intervallet fra 501 til 21000 NOK/MWh.

Tabell 4 viser mengden elektrisitet kjøpt basert på budmatrisen sendt inn til Nordpool. Fra resultatene kan en lese at det ikke gjennomføres noen utkobling i scenario 1 og 2, der alle verdiene er 25 MWh. Det forklares ved at Elspotprisen ikke forventes å overstige kostnaden for utkobling på 500 NOK/MWh i noen av de 24 timene. Siden det kun finnes en av/på last i systemet kjøpes det inn 0 MW i timene ved utkobling, unntatt i time 19 for scenario 3. Den røde cellen i figuren under viser til et innkjøp på 25 MW, selv om planen tilsier at utkobling skal gjennomføres. Det fører til et overskudd på 25 MW som kan selges i et alternativ marked til en pris lik C_{Ned} på 400 NOK/MWh.


Periode	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	25	25	25	25	25	25	25	25
2	25	25	25	25	25	25	25	25
3	25	25	25	25	25	25	25	25
4	25	25	25	25	25	25	25	25
5	25	25	25	25	25	25	25	25
6	25	25	25	25	25	25	25	25
7	25	25	25	25	25	25	25	25
8	25	25	0	0	0	0	0	0
9	25	25	0	0	0	0	0	0
10	25	25	25	25	25	25	25	25
11	25	25	25	25	25	25	25	25
12	25	25	25	25	25	25	25	25
13	25	25	25	25	25	25	25	25
14	25	25	25	25	25	25	25	25
15	25	25	25	25	25	25	25	25
16	25	25	25	25	25	25	25	25
17	25	25	25	25	25	25	25	25
18	25	25	0	0	0	0	0	0
19	25	25	25	0	0	0	0	0
20	25	25	25	25	25	25	25	25
21	25	25	25	25	25	25	25	25
22	25	25	25	25	25	25	25	25
23	25	25	25	25	25	25	25	25
24	25	25	25	25	25	25	25	25

 Utkobling

 Utkobling gjennomføres, men kjøper volum fra spotmarkedet

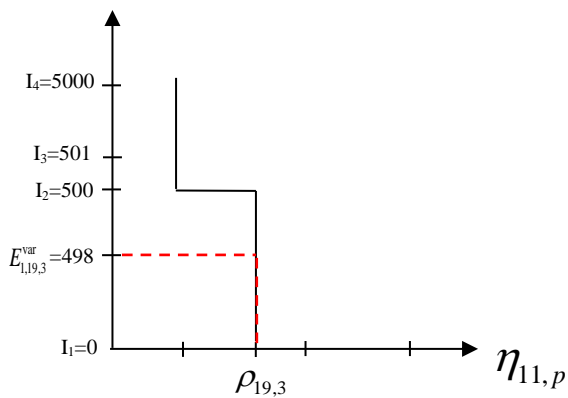
Tabell 4 Kjøpt volum fra spotmarkedet, eksempel 1

Periode	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	25	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0

 Mengden volum disponibelt til salg i alternativt marked til en pris på 400 NOK/MWh

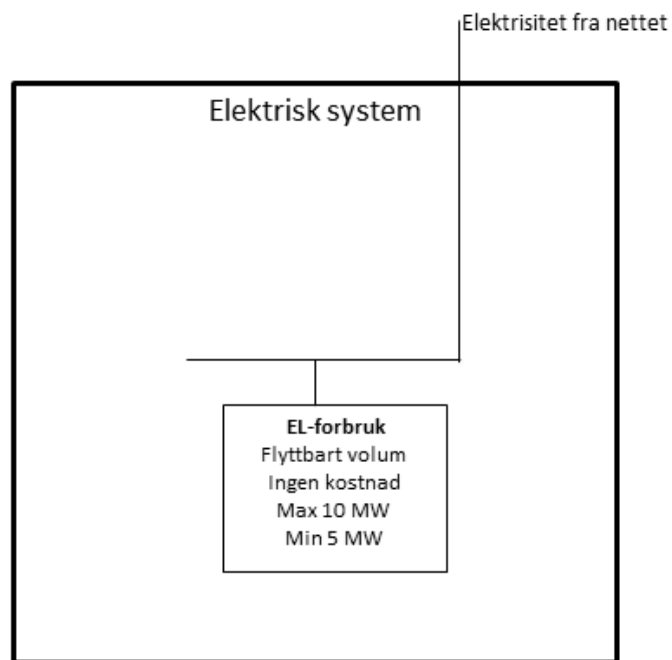
Tabell 5 Volum disponibelt til salg i alternativ marked, eksempel 1

For å forklare sammenhengen mellom plan, klarert volum og ubalanse vil time 19 beskrives nærmere. I senario 1 og 2 er det ikke optimalt å koble ut lasten i noen av timene siden spotprisen ikke overstiger 500 NOK/MWh. For senarioene 4-8 vil lasten være koblet ut og mengden elektrisitet kjøpt fra spotmarkedet være 0 MW. I disse senarioene ligger klarert spotpris over 500 NOK/MWh både i time 18 og 19, noe som utelukker behovet for å handle seg i balanse. Senario 3 viser derimot til spotpris over 500 NOK/MWh i time 18, mens i time 19 klareres spotprisen under avsavnskostnaden. Modellen har optimert budet i elspot og planen for de neste 24 timene tilsier at utkobling skal gjennomføres i time 18 og 19, selv om prisen i time 19 er under utkoblingskostnaden. Det fører til at klareringspris på 498 NOK/MWh resulterer i et kjøp i spotmarkedet på 25 MW, som kan disponeres til salg i et alternativt marked. Under vises budkurven for time 19 i senario 3, med klarert volum $\rho_{19,3}=25\text{MW}$ og klarert pris $E_{1,19,3}^{\text{var}}=498\text{ NOK/MWh}$.



Figur 32 Budkurve for time 19 med klarert pris og volum

Eksempel 2

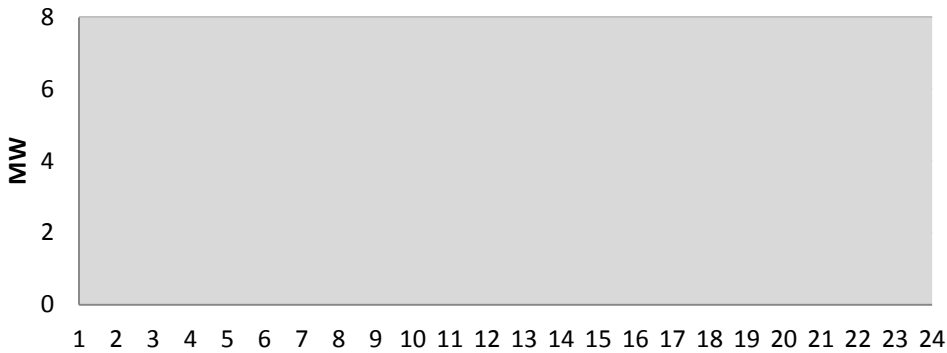


Figur 33 Systemoversikt eksempel 2

Systemet består av en kunde med et elektrisk system og en last av typen flyttbart volum. Elektrisitet fra nettet strømmer direkte inn i det elektriske systemet og videre inn til lasten. Flexibilitet i systemet er representert ved muligheten til å flytte på volum basert på forbruksprognosen for de neste 24 timene, som illustreres i figur 35. Det er valgt 6 skift, altså 6 intervaller på 4 timer der volum kan flyttes mellom timene. Figur 34 illustrerer de 6 utvalgte skiftene med tilhørende timer. Innenfor hvert skift må maksimums- og minimumsgrensene på henholdsvis 10 MW og 5 MW være tilfredsstillt. I motsetning til de reduserbare lastene vil det ikke påløpe seg noen kostnad ved flytting av volum. Optimeringsmodellen skal beregne en budmatrise slik som i eksempel 1, med hensyn på plan, klarert volum i spotmarkedet og eventuell ubalanse. Det benyttes lik prognose for klarerte spotpriser i eksempel 1 og 2.



Figur 34 Flyttbar last med 6 skiftmuligheter



Figur 35 Forbruksprognose el-forbruk, flyttbart volum

Sett i forhold til eksempel 1 der systemet består av en reduserbar av/på last vil nå målfunksjonen reduseres ytterligere. Leddet som tilhører kostnaden knyttet til den reduserbare lasten vil i dette eksempelet ikke ha noen verdi. Målfunksjonen vil kun bestå av to ledd, et ledd for kostnaden til klarert volum i spotmarkedet og et ledd til ubalansekostnaden. Slik som målfunksjonen under viser finnes det ikke noen kostnad direkte knyttet til utnyttelse av fleksibilitet i systemet. Ubalanseprisene C_{Opp} og C_{Ned} er endret til en prosentvis andel av spotprisen, det vil si at ubalanseprisen følger lik profil som spotprisen, men for et annet prisnivå. C_{Opp} er valgt til å ligge 20% over spotprisen, mens C_{Ned} vil ha priser 20% lavere enn spotprisen, og på den måten virke som en straff i forhold til optimering i spotmarkedet.

Målfunksjon eksempel 2:

$$\min Z = C_{klarering}^{Elspot} + C_{Ubalanse}^{Elspot}$$

Ved bruk av variable fra den matematiske formuleringen ser målfunksjonen ut slik:

$$\min Z = \sum_{s \in S} p_s \left(\sum_{t \in T} E_{1,t,s}^{var} \rho_{t,s} + \sum_{t \in T} (\vartheta_{t,s} C_{t,s}^{Opp} - \zeta_{t,s} C_{t,s}^{Ned}) \right)$$

I eksempel 2 endres antall prispunkter til 6 med verdiene -2100,0,400,600,800 og 21000 NOK/MWh. Budmatrisen i tabell 6 på neste siden viser at budet er prisuavhengig i alle timer utenom time 8,9,18 og 19, dvs at volumet som bys inn er konstant, altså uavhengig av prisvariasjon. I time 9 klareres spotprisen til 618 NOK/MWh for senario 7, noe som tilsvarer et klarert volum på 7,51 MW. Med et pris-/volumpunkt på (600,8) og punkt på (800,2.545) vil klarert pris-/volumpunkt på (618,7.51) ligge på en lineær kurve mellom punktene i budmatrisen, slik at restriksjonen om budpunktene (8.39) skal være tilfredsstillt (se illustrasjon med blå pil i tabell 7).

Dersom scenario 5 realiseres vil budet tilsi et innkjøp fra spotmarkedet på 8 MW i time 5, mens planen for den flyttbare lasten er satt til et forbruk på 14 MW. Det resulterer i et kjøp på 6 MW i et alternativ marked for å kunne handle seg i balanse. For verdiene i cellene fargelagt med grå i tabellene 7,8 og 9 vil balanserestriksjonen (8.40) være tilfredsstilt.

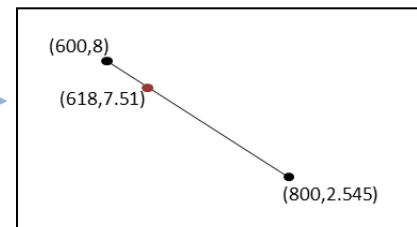
$$\sum_{k \in K} \sum_{y \in Y} \sum_{o \in O} \chi_{k,l,y,o,t,s} = \rho_{t,s} + \mathcal{G}_{t,s} - \zeta_{t,s}, \forall t \in T, s \in S$$

Forbruksplan = klarert volum i spotmarkedet + volum kjøpt i balanse – volum solgt i balanse

Periode/pris	-2100	0	400	600	800	21000
1	8	8	8	8	8	8
2	8	8	8	8	8	8
3	8	8	8	8	8	8
4	8	8	8	8	8	8
5	8	8	8	8	8	8
6	8	8	8	8	8	8
7	8	8	8	8	8	8
8	8	8	2	2	2	2
9	8	8	8	8	2,545455	2,545455
10	8	8	8	8	8	8
11	8	8	8	8	8	8
12	8	8	8	8	8	8
13	8	8	8	8	8	8
14	8	8	8	8	8	8
15	8	8	8	8	8	8
16	8	8	8	8	8	8
17	8	8	8	8	8	8
18	8	8	8	2	2	2
19	8	8	8	8	2,040404	0
20	8	8	8	8	8	8
21	8	8	8	8	8	8
22	8	8	8	8	8	8
23	8	8	8	8	8	8
24	8	8	8	8	8	8

Tabell 6 Budmatrise for system, eksempel 2

Period	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	8	8	8	8	8	8	8	8
2	8	8	8	8	8	8	8	8
3	8	8	8	8	8	8	8	8
4	8	8	8	8	8	8	8	8
5	8	8	8	8	8	8	8	8
6	8	8	8	8	8	8	8	8
7	8	8	8	8	8	8	8	8
8	2	2,6165	2	2	2	2	2	2
9	8	8	8	8	5	7,34	7,511818	8
10	8	8	8	8	4	8	8	8
11	8	8	8	8	8	8	8	8
12	8	8	8	8	8	8	8	8
13	8	8	8	8	8	8	8	8
14	8	8	8	8	8	8	8	8
15	8	8	8	8	8	8	8	8
16	8	8	8	8	8	8	8	8
17	8	8	8	8	8	8	8	8
18	8	8	2	2	2	2	2	2
19	8	8	8	8	8	2	4,245455	8
20	8	8	8	8	8	8	8	8
21	8	8	8	8	8	8	8	8
22	8	8	8	8	8	8	8	8
23	8	8	8	8	8	8	8	8
24	8	8	8	8	8	8	8	8



Tabell 7 Klarert volum i spotmarkedet for senario 1-8, eksempel 2

Period	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	6	0	6	6	6	6	6	6
6	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	5,3835	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0,488182	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	7	0,66	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	5	2,754545	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	6	6	6	7	7	6
21	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabell 8 Mengde volum kjøpt for å opprette balanse, eksempel 2

	Period	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
Skift 1	1	8	8	8	8	8	8	8	8
	2	8	8	8	8	8	8	8	8
	3	8	8	8	8	8	8	8	8
	4	8	8	8	8	8	8	8	8
Skift 2	5	14	8	14	14	14	14	14	14
	6	8	8	8	8	8	8	8	8
	7	8	13,3835	8	8	8	8	8	8
	8	2	2,6165	2	2	2	2	2	2
Skift 3	9	8	8	8	8	5	7,34	7,511818	8
	10	8	8	8	8	4	8	8,488182	8
	11	8	8	8	8	8	8	8	8
	12	8	8	8	8	15	8,66	8	8
Skift 4	13	8	8	8	8	8	8	8	8
	14	8	8	8	8	8	8	8	8
	15	8	8	8	8	8	8	8	8
	16	8	8	8	8	8	8	8	8
Skift 5	17	8	8	8	8	8	13	10,75455	8
	18	8	8	2	2	2	2	2	2
	19	8	8	8	8	8	2	4,245455	8
	20	8	8	14	14	14	15	15	14
Skift 6	21	8	8	8	8	8	8	8	8
	22	8	8	8	8	8	8	8	8
	23	8	8	8	8	8	8	8	8
	24	8	8	8	8	8	8	8	8

Tabell 9 Endring av forbruksplan for last av typen flyttbar volum, med 6 skift, eksempel 2

I tabell 9 presenteres den optimale planen for lasten av typen flyttbart volum for systemet i eksempel 2. Store variasjoner i volum finnes i skift 5 bestående av timene fra 17 til 20, som følge av store prisvariasjoner mellom senarioene. Den største endringen gjennomføres i time 19 og 20 for senario 6 der forbruket på 8 MW endres til 15 MW i time 20 og 2 MW i time 19. Et annet interessant resultat i tabell 9 finnes der klarert volum i time 8 og 18 er på 2 MW for senarioene 3-8. Modellen finner det optimalt å kjøpe et lavt volum i disse timene på grunn av en høy spotpris i forhold til timene i samme skift.

Dersom senario 5 skulle bli realisert tilsier budet at det skal kjøpes inn 8 MW i time 5, 8 MW i time 6, 8 MW i time 7 og 2 MW i time 8, for skift 2. Forbruket tilsier en fordeling på 14,8,8,2 som vil føre til et kjøp i alternativt marked på 6 MW i time 5. Timene 5-8 i senario 5 er innrammet med rød firkant og resultatene er samlet i tabell 10 under.

Skift 2 Time	Forbruk flyttbart volum [MW]	Klarert volum [MW]	Volum kjøpt i balansemarked[MW]	Volum solgt i balansemarked[MW]
5	14	8	6	0
6	8	8	0	0
7	8	8	0	0
8	2	2	0	0

Tabell 10 Resultat senario 5 skift 2, eksempel 2

10 Beskrivelse av porteføljen

Optimeringsmodellen er testet gjennom en casestudie med en hypotetisk kundeportefølje styrt av en aggregator. Dette er en forenklet portefølje kvalitetssikret via samarbeid med et norsk selskap som jobber med aggregert forbrukerfleksibilitet, har en egen kundedatabase, erfaring fra kundearbeid og kunnskap om hvilke typer kunder som er mest aktuelle å inkludere i porteføljen. Målet med porteføljen er å skape en troverdig representasjon av den aggregerte forbrukerfleksibiliteten som er satt sammen av enkelte fleksibilitetsressurser hos ulike kunder med ulike lasttyper og kostnader.

Testporteføljen består av 3 kraftforbrukere:

- et stort industrielt anlegg av type prosessindustri
- et mellomstort industrielt anlegg av type matproduksjon
- et større kontorbygg

Antagelser om fleksible laster, kostnader og andre fleksibilitetsparametere er basert på bearbejdet data for virkelige kunder fra selskapets database, samt underlagsinformasjon om bestemte typer forbrukere og det som anses som typisk for dem. Antagelsene gjelder først og fremst for kunder i Norge.

En rekke forutsetninger er gjort for å forenkle portefølje-representasjonen og tolking av resultater:

- **Alle de 3 kundene ligger i et og samme Elspotområde og er tilknyttet en og samme stasjonsgruppe, altså på Elspot og balansemarkeder anmeldes de sammen.** I praksis kan kunder i en aggregatorportefølje ligge geografisk spredt, og forbruksoptimeringen vil skje pr. stasjonsgruppe/Elspotområde basert på lokale områdepriser.
- **Installerte styringssystemer og responstid til de fleksible lastene tillater å koble dem ut i løpet av maksimum 15 minutter. Alle fleksible laster tilfredstiller dermed RK-krav og kan brukes enten på RK/RKOM eller Elspot.** I praksis kan ulike enheter ha ulike utkoblingskarakteristikker, og styringssignaler kan komme med/uten forsinkelse. Dette innebærer at noen enheter vil kunne ha flere mulige anvendelser (f.eks. ulike regulerkraftmarkeder og Elspot) mens andre vil ha bare få (f.eks. bare Elspot).
- **Kostnadstrappene er satt fast, d.v.s. at vi utelater påvirkning av utetemperatur, hasteordre på industrielle anlegg og andre forhold.** I realiteten vil slike forhold kunne føre til at kostnadstrappen stiger eller synker fra dag til dag. Man kan anta at slike forhold vil bli kjent på forhånd (dagen-før), og kostnadstrappene vil justeres manuelt før hver Elspot-optimering.

- **All kraft kjøpes på Nordpoolspot og man betaler timepris for sitt faktiske timesmålte forbruk.** I realiteten er både fastpriskontrakter og variabelpriskontrakter ganske utbredt hos større forbrukere. Det kan finnes muligheter å utnytte ulike kontrakttyper på, men i denne studien forenkler vi til bare en type kontrakt – spotpriskontrakt.
- **Kundene/Aggregatoren benytter kun timesbaserte bud på Nordpoolspot.** I praksis er det mulig å by inn blokkbud og prisfleksible bud i tillegg til timesbaserte budkurver i spotmarkedet.
- **Alle kundene har lik reduksjonsperiode.** I casen er reduksjonsperioden satt fra time 1-24 for alle 3 kunder, det vil si at de reduserbare lastene kan kobles ut i alle timer. I praksis vil ulike kunder ha ulike regler for hvilke timer som er tilgjengelig for utkobling.
- **Lastene av typen flyttbart volum har 6 skiftmuligheter for alle kundene.** Hvert skift er delt inn i et intervall på 4 timer, der volumet kan flyttes mellom timene.



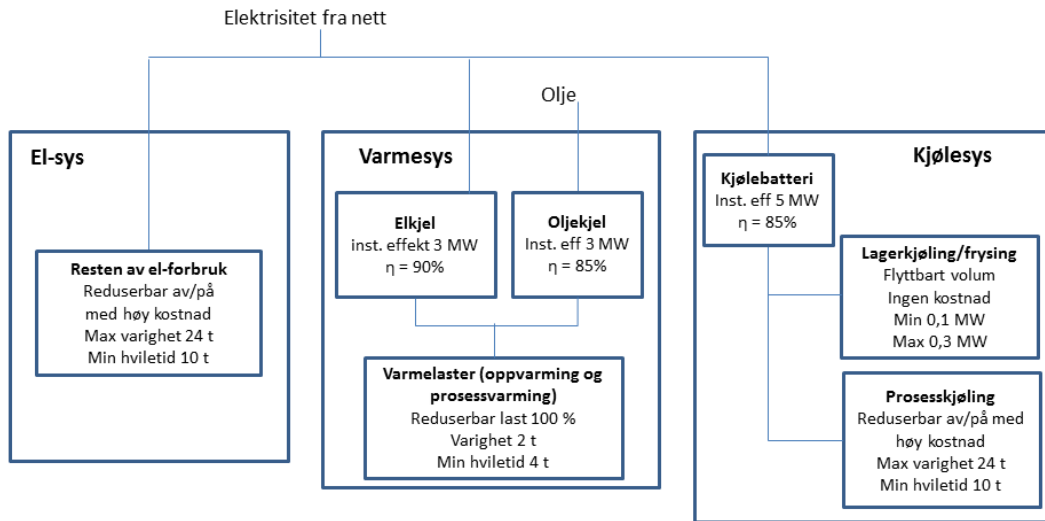
- **Energiprisen NOK/MWh til alternative energibærere er konstant over døgnet.** Med alternative energibærere menes olje og flis.
- **Ubalanseprisene følger prisvariasjoner i spotmarkedet.** Prisen for salg av volum i alternativt marked ligger 20% under spotprisen, mens kjøp av volum ligger 20% over spotprisen.

Industrielt anlegg av type matproduksjon

Dette kan være en kjøttfabrikk, meieri, ølfabrikk o.l. Matproduksjon omfatter diverse varme- og kjøleprosesser som f.eks. pasteurisering, varm eller kaldt tørking, annen varmebehandling, nedkjøling eller frysing. Det er disse prosessene som kan være kilden til betydelig fleksibilitet, særlig hvis fabrikken har en eller annen form for alternativ energiproduksjon. Det vanlige er at en matfabrikk har et kjølerom/lager for oppbevaring av varene hvor temperaturen aldri kan synke under en viss grense. Testutkoblinger av kjølerom i en kjøttfabrikk påviste at ved 1 times utkobling skjedde det ingen betydelige endringer av temperatur og fuktighet i disse rommene [24].

Matfabrikken designet for denne studien har et forbruk på ca. 530 MWh/uke og en snittlast på ca. 3 MW om vinteren. Dette tilsvarer et årsforbruk på ca. 20 GWh/år. Figur 36 viser systemtegningen for matfabrikken.

Matproduksjon



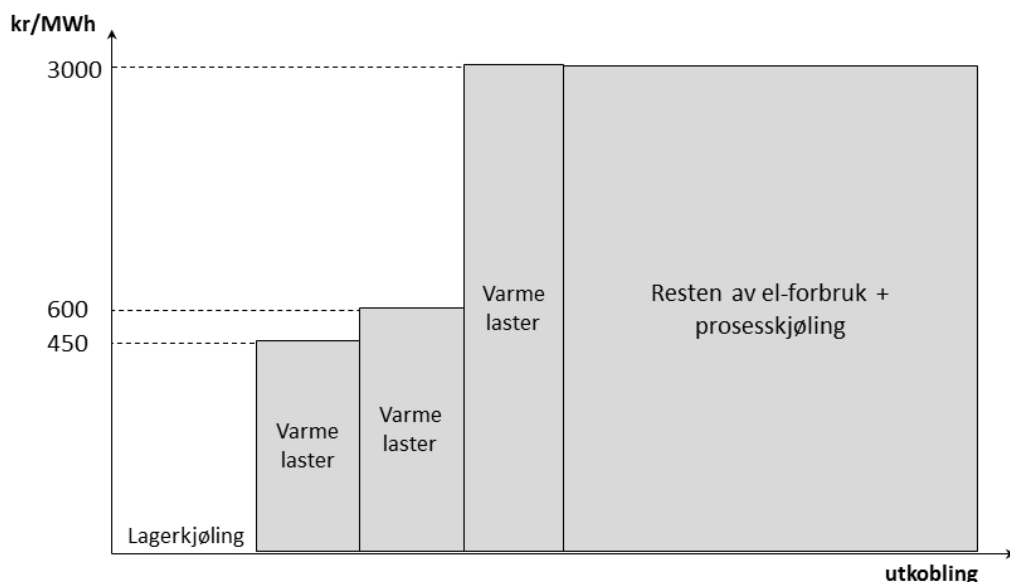
Figur 36 Systemoversikt industrielt anlegg av typen matproduksjon

Det er 3 subsystemer, og energiforbruket mellom systemene fordeles på følgende måte:

- elektrisitetssystem 30%
- varmesystem 60%
- kjølesystem 10%

Fordelingen viser at det er varmeprosesser som er spesielt viktige for denne fabrikk. Varmelasten er av typen %-vis reduserbar, og har mulighet til å kobles helt ut mot en høy kostnad. Lasten lagerkjøling/frysing er satt til typen flyttbart volum med en minimumsgrense på 0,1 MW. Så lenge krav til temperatur og fuktighet tilfredsstilles kan volumet levert til lagerkjøling/frysing fordeles mellom ulike timer i et skift. Dersom volum holdes innenfor minimum- og maksimumsgrensen vil ikke kunden kreve noen kostnad ved endring av forbruksprognosen. Kjølesystemet inneholder et kjølebatteri med installert effekt på 5 MW som fordeler energien mellom prosesskjøling og lagerkjøling/frysing. Fabrikken har en oljekjel som brukes til varmeproduksjon i perioder med høye kraftpriser eller i nødsituasjoner.

Kostnadskurven i figur 37 viser at forbruksstyring av kjølelager medfører null kostnader. Dette betyr at man kan flytte volum innenfor aksepterte grenser (temperaturen og fuktigheten er normale), og ingen avsavnskostnad er akseptert.



Figur 37 Kostnadskurven for matprodusent

Varmelasten er en %-vis reduserbar last med 3 kostnadstrinn. Volumet bestemt av forbruksprognosen per time deles inn i 3 like store volum med stigende utkoblingskostnad. Dersom forbruksprognosen tilsier et forbruk på 0,9 MW vil dette volumet deles inn i 3 like store volum på 0,3 MW. Basert på kostnadskurven over har kunden mulighet til å koble ut et volum mellom 0-0,3 MW til en kostnad på 450 NOK/MWh. Stiger utkoblingsvolumet til neste intervall mellom 0,3-0,6 MW, vil kostnaden øke til 600 NOK/MWh. Den høyeste kostnaden på 3000 NOK/MWh vil slå inn dersom utkoblingsvolumet er mellom 0,6-0,9 MW.

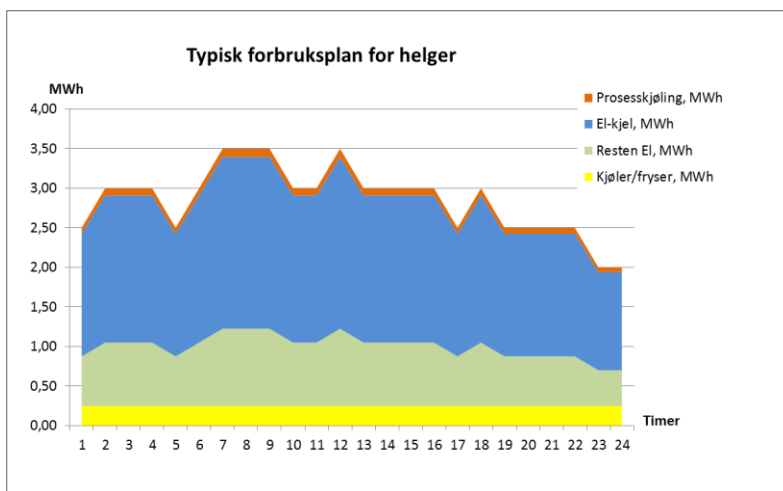
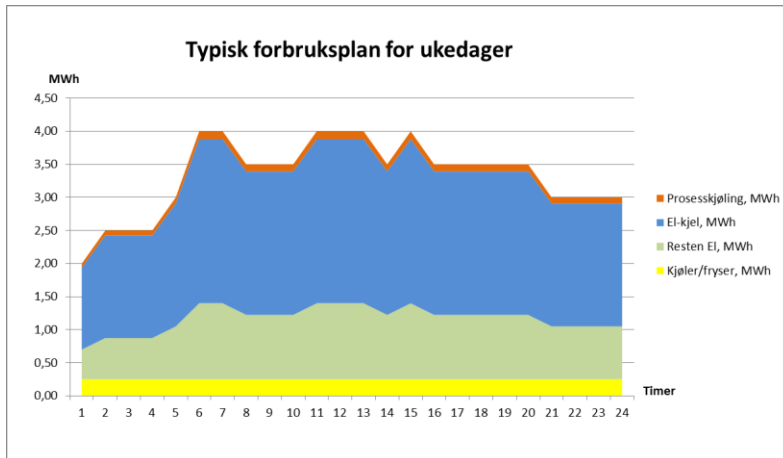
I perioder med ekstremt høye kraftpriser (over 3000 kr/MWh) vil fabrikken stoppes helt, men minimumsforbruk til kjølelageret skal likevel opprettholdes. Det fører til at alle lastene utenom lagerkjøling/frysing vil kobles ut.

Kostnad for 1 kWh energi produsert av oljekjelen er beregnet på følgende måte:

- Virkningsgrad oljekjel 85%
- Brennverdi fyringsolje 10 kWh/l
- Pris fyringsolje 7 kr/l [25]

Pris/kWh fra oljekjel = $7/10/0,85 = 0,82$ kr/kWh = 820 kr/MWh

Det antas at matfabrikken er i drift alle ukedager, men i helgen er det noe mindre aktivitet. Figur 38 viser typiske forbruksprognoser for fabrikken (se Excel-fil: Portefølje). Prognosen er basert på produksjonsplanen, og vi antar at fabrikken er i stand til å lage en presis prognose for totalforbruket med 0,5 MWh som minsteprog. Profilen og prosessallokering er basert på snittprofil for et meieri [26]. Kjøle-/fryselageret er bestandig i drift med konstant forbruk på ca. 250 kWh. El-kjelen som forsyner ulike varmeprosesser og oppvarmingsformål står for hoveddelen av forbruket.

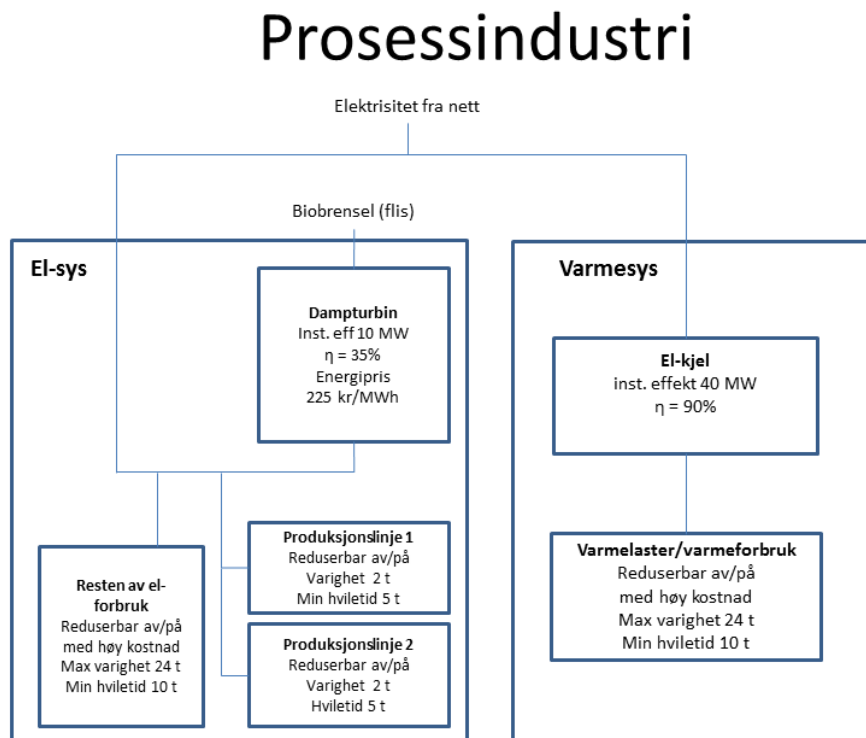


Figur 38 Illustrasjon av forbruksplanen for matprodusent

Industrielt anlegg av type prosessindustri

Dette kan være kjemisk, metall-, papir-, skogforedlings- eller mineralforedlingsfabrikk o.l. Ifølge en finsk undersøkelse som kartla potensiale for forbrukerfleksibilitet i prosessindustri, vil 62% av potensialet komme fra papirindustri, 25% fra metallindustri og 13% fra kjemisk industri [27]. Treforedling, papir- og masseproduksjon er en av kjerneindustriene i nordiske land, og det finnes mange slike fabrikker i Sverige, Finland og Norge. Anlegget designet for casestudiet er basert på en vanlig treforedlingsprosess som omfatter bl.a. mekanisk eller kjemisk masseproduksjon, koking, vasking og tørking. [28]

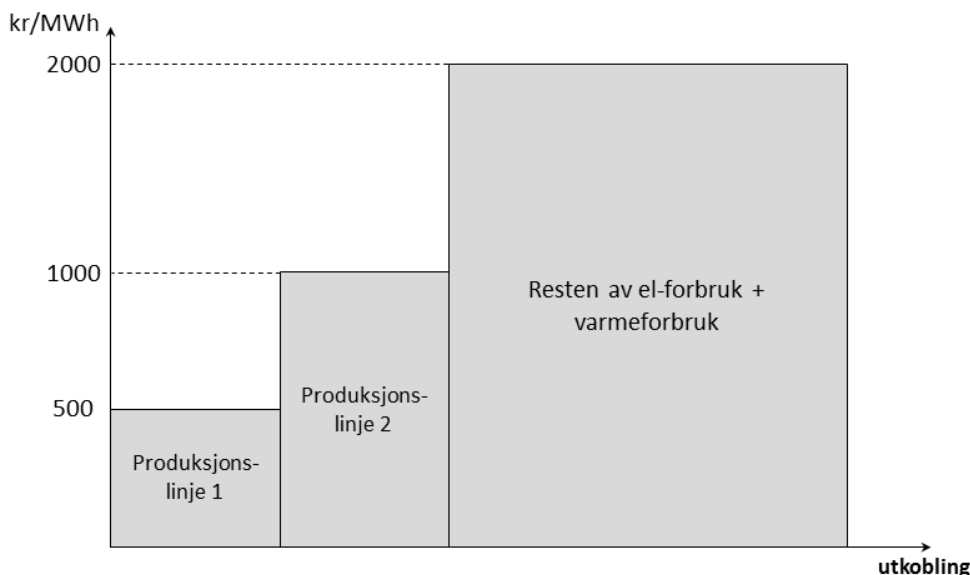
Fabrikken i dette casestudiet kjennetegnes av et årsforbruk rundt 1 TWh og snittlast på ca. 95 MW, hvorav en betydelig andel er fleksibel finnes på grunn av mulighet til å stoppe en produksjonsprosess.



Figur 39 Systemoversikt industrielt anlegg av typen prosessindustri

Figuren over viser systemtegning for anlegget til kunden med prosessindustri. Anlegget har et elektrisitetssystem og et varmesystem. Det er to produksjonslinjer til mekanisk behandling av trevirke, som begge er drevet av en motorlast hver. Begge linjene kan enkelt og hurtig stoppes, med 2 timers utkoblingstid og minimum 5 timers intervall mellom to stopp. Utkoblingsvarighet og hviletid er definert av kunden.

Varmelaster i varmesystemet kan være prosesser som dampproduksjon, koking, tørking, oppvarming o.l. I vårt anlegg forsynes alle varmelaster av en el-kjel¹. Anlegget har også egen kraftproduksjon – en dampturbin på 10 MW som går på flis. Dampturbinen kan i perioder med høye spotpriser erstatte deler av elektrisitetsforsyningen fra nettet.



Figur 40 Kostnadskurven for prosessindustri

Kostnadskurven bestemmer rekkefølge av utkoblinger og prisnivå som gir en tilstrekkelig kompensasjon for utkoblingen. Hos denne kunden vil produksjonslinje 1 kobles ut først til en kostnad på 500 NOK/MWh, deretter følger produksjonslinje 2 med en kostnad på 1000 NOK/MWh. Ved ekstremt høye spotpriser (over 2000 NOK/MWh) vil kunden ha mulighet til stoppe hele anlegget. Ved prisen over 2000 NOK/MWh vil PL1, PL2 og resten av el-forbruk + varmeforbruk bli koblet ut.

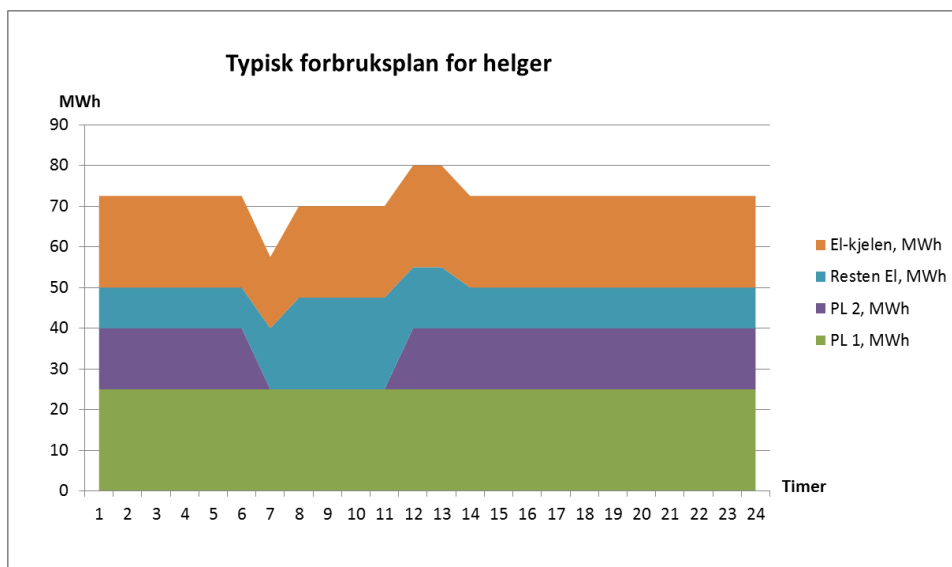
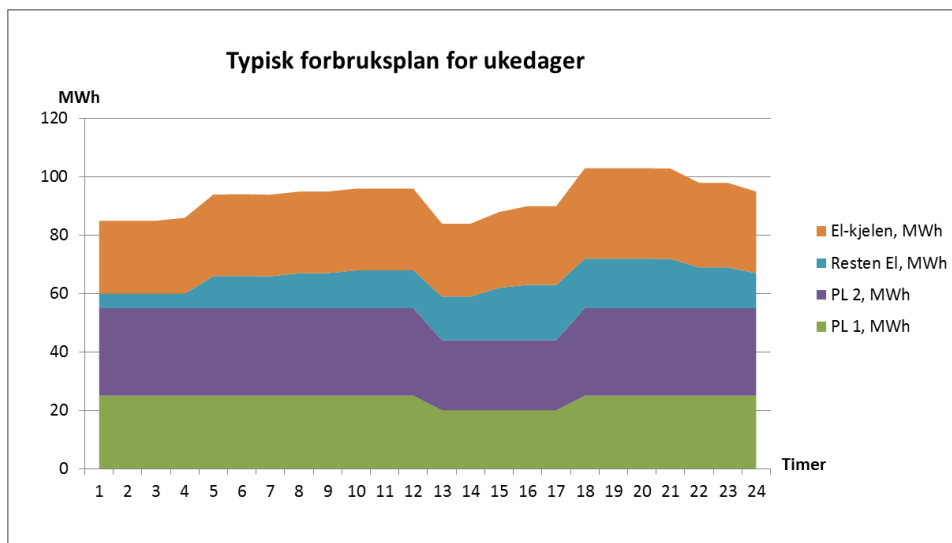
Kostnad for kraftproduksjon fra dampturbin som går på flis er beregnet på følgende måte:

- Virkningsgrad dampturbin 35 %
- Pris flis 142 kr/m³
- Energiinnhold flis 1800 kWh/fm³ [29]

Pris/kWh fra dampturbin = $142/1800/0,35 = 0,225 \text{ kr/kWh} = \underline{\underline{225 \text{ kr/MWh}}}$

¹ I praksis er det også typisk at industrianlegg har varmegjenvinning. Varmegjenvinning er ikke representert i dette studiet, men dette kan være et interessant aspekt å forske videre på, fordi varmegjenvinning fra eks. produksjonslinjer kan introdusere flere beskrankninger på utnyttelse av fleksibilitet.

Siden prosessindustri har produksjon av vare som hovedaktivitet, vil forbruksprognosen først og fremst være avhengig av produksjonsplanen for kommende periode. I datagrunnlaget antar vi at anlegget har god kunnskap om elektrisitetsforbruk knyttet til produksjonsprosessen, og er i stand til å prognostisere timesverdier for forbruk med minstepå 5 MWh. Nedenfor er det gitt en typisk forbruksprognose for neste døgn basert på produksjonsplan (se Excel-fil: Portefølje). Fabrikken går døgnet rundt alle dager, men forbruket i helgen er litt lavere enn i ukedager.

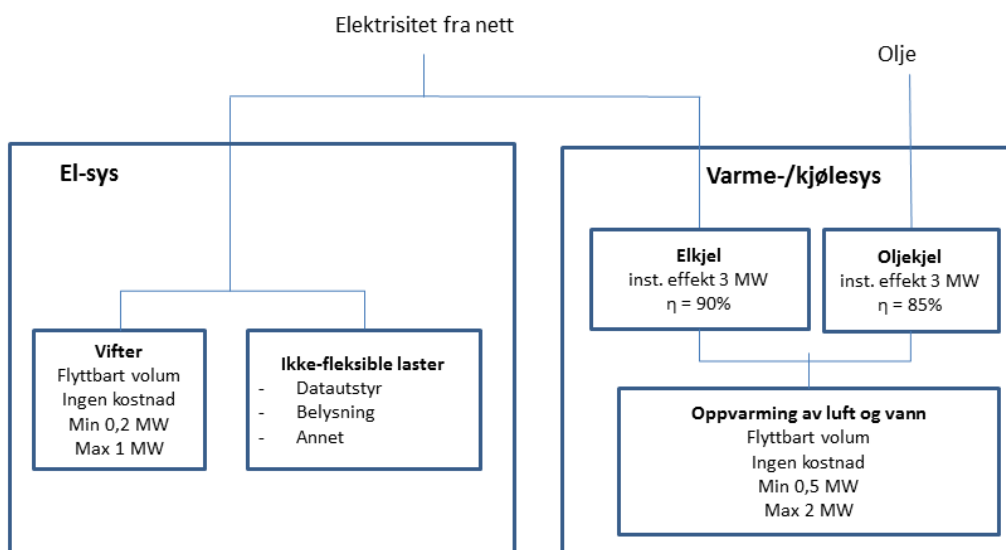


Figur 41 Illustrasjon av forbruksplanen for prosessindustri

Kontorbygg

Vi antar et kontorbygg på ca. 50,000 m² oppvarmet areal. Kraftforbruket og døgnprofiler for bygget er funnet ved hjelp av [30]. Det er valgt å overdimensjonere totalforbruk og forbruk til ventilasjonsviftene noe for å øke fleksibiliteten tilgjengelig for kraftmarkedene. Om vinteren forbraker kontorbygget ca. 500 MWh per uke og har en snittlast på 2,8 MW. Dette gir et årsforbruk i størrelsesorden 15-20 GWh, noe som overstiger vanlige målte forbruksnivåer. Vanlig forbruk for et slikt bygg er: 106-293 kWh/m²/år * 50,000 m² = 5,3 - 14,6 GWh/år [31].

Kontorbygg



Figur 42 Systemoversikt kontorbygg

Figuren over viser systemtegningen for kontorbygget som består av et elektrisitetssystem og et varme-/kjølesystem. Flexibiliteten består av forbruksflytting av ventilasjonsviftene og flytting av forbruk som går til oppvarmingsformål. I tillegg til vifter og oppvarming består el-systemet av en ikke-fleksibel last, med et volum som må leveres uavhengig prisvariasjoner. Oppvarming av luft og vann i bygget skjer via et vannbårent varmesystem som er basert på en elektrisk kjel og en oljekjele som alternativ energikilde. Modellen vil optimere energiforbruk til oppvarming og vifter ut fra kraftpriser og oljepriser, samt ta hensyn til mulighet å flytte disse volumlastene i tid.

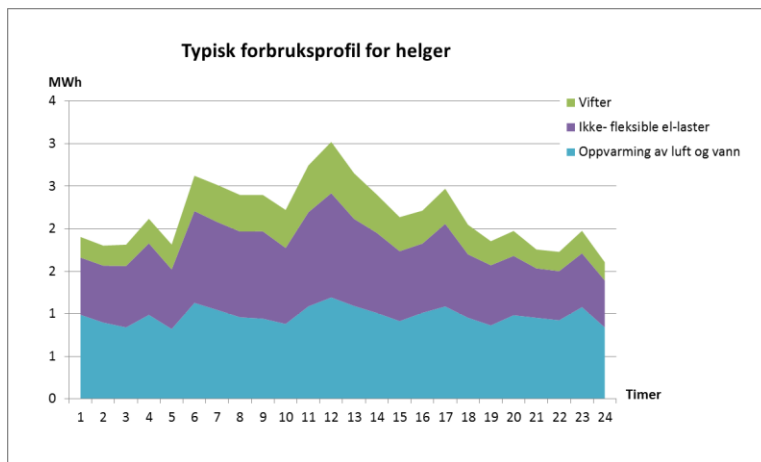
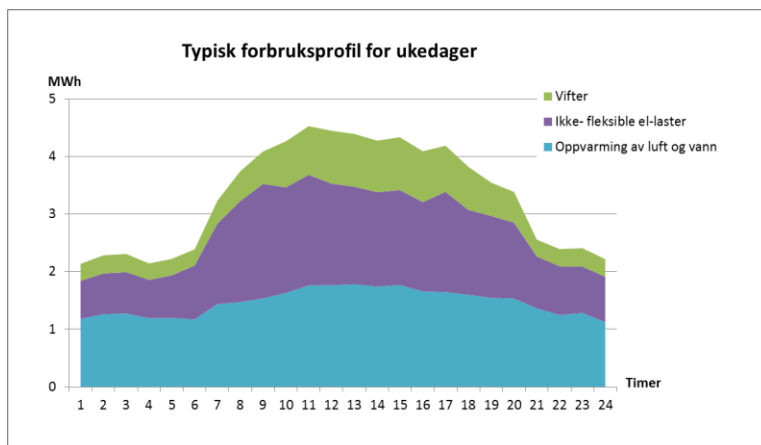
Utkoblingskostnad for kontorbygget er null, dvs. at kontorbygget vil stille med den fleksibiliteten som ikke påvirker arbeidsforhold og ikke medfører noen avsavnskostnader.

Kostnad for 1 kWh energi produsert av oljekjelen antas å være samme som for matfabrikken. Er beregnet på følgende måte:

- Virkningsgrad oljekjel 85%
- Brennverdi fyringsolje 10 kWh/l
- Pris fyringsolje 7 kr/l [25]

Pris/kWh fra oljekjel = $7/10/0,85 = 0,82$ kr/kWh = 820 kr/MWh

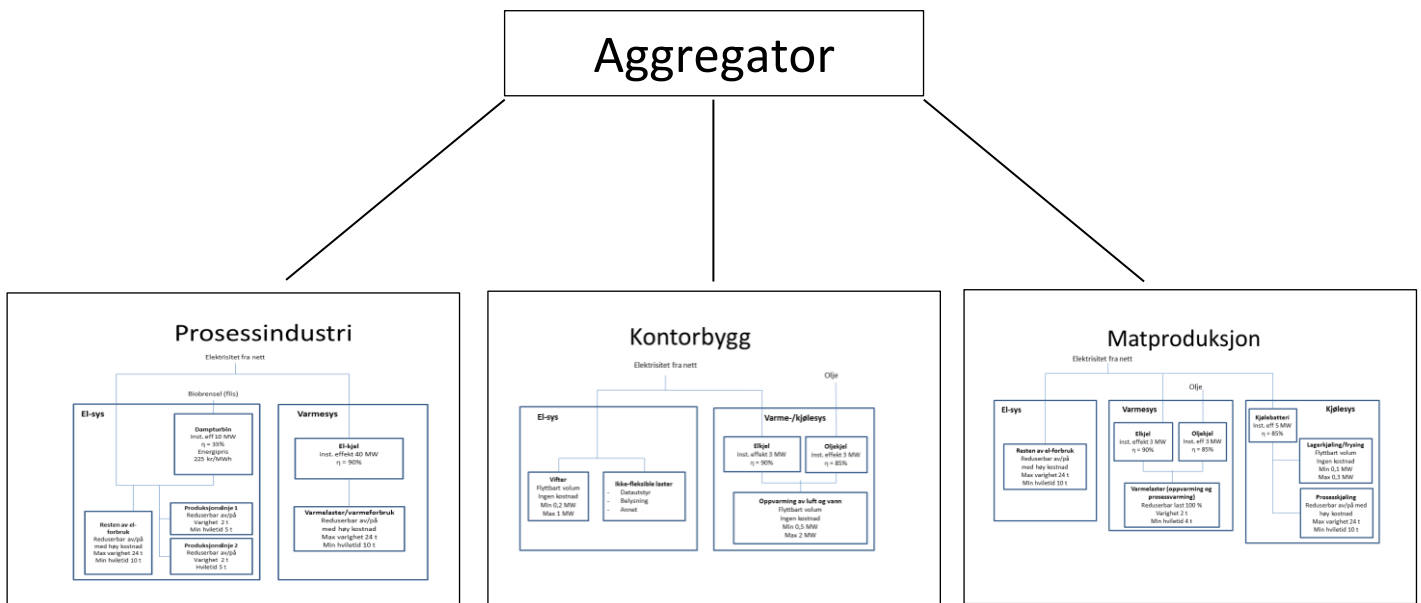
Nedenfor ser man en typisk forbruksprognose for et døgn til kontorbygget. Snittlast er på ca. 3,3 MW i ukedager og 2,2 MW i helgen (se Excel-fil: Portefølje). Profilen er basert på [30] og er typisk for kontorbygg. Det eneste særtrekket er noe overdimensjonert forbruk til viftene. Sammenlignet med prosessindustri er ikke denne forbruksprognosen basert på produksjonsplanen, men en rekke stokastiske parametere som bestemmer variasjonen mellom timer, særlig utetemperatur, aktivitetsnivå o.l. I praksis vil man finne en slik prognose ved hjelp av statistiske analyser av historisk forbruksdata og målinger av parametere.



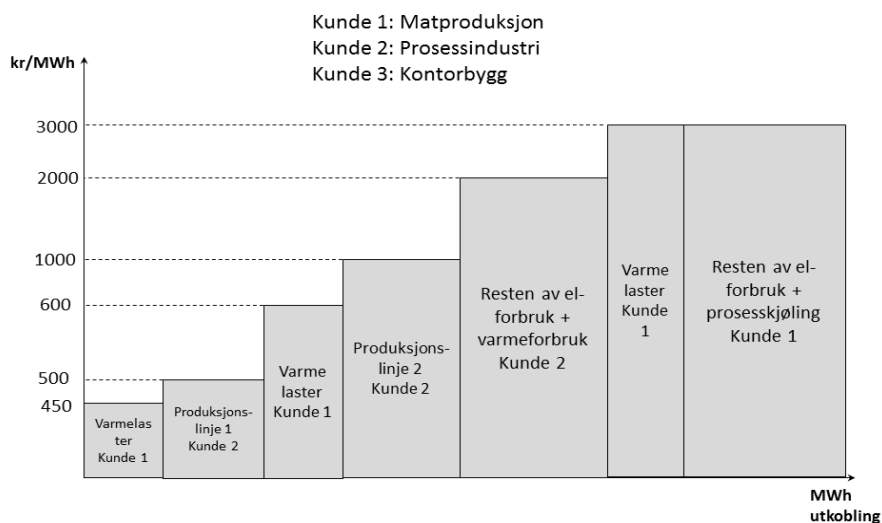
Figur 43 Illustrasjon av forbruksplanen for kontorbygg

Aggregator

Figur 44 viser systemtegningen til aggregatoren bestående av en portefølje på 3 kunder. Aggregatorens mål er å minimere totale energikostnader, ved å utnytte tilgjengelig fleksibilitet hos sine kunder. Krav satt av kunden i forhold til prognose og restriksjoner knyttet til laster og produksjonsenheter må tilfredsstilles. Aggregatoren har mulighet til å utnytte den aggregerte kostnadskurven vist i figur 45, i tillegg til laster av flyttbart volum og alternativ energikilde til å redusere de totale energikostnadene. Hensikten med casen er å finne ut om aggregatoren kan redusere de totale energikostnadene sett i forhold til om kundene styrer hver for seg.



Figur 44 Systemoversikt aggregator med tre kunder



Figur 45 Kostnadskurven for aggregator

Prisprognose casestudie

Time	Senario 1	Senario 2	senario 3	senario 4	senario 5	senario 6	Senario 7	Senario 8
1	369,9	370,3	376,9	358,1	397,6	394,1	359,9	386,9
2	347	349,4	374,3	355,6	389,8	390,3	350,4	379,5
3	343	348,2	375,4	350	387,2	389,3	347,9	375,7
4	343,6	344,8	376,1	346,5	390,1	392,3	351,9	379,6
5	344,1	349	382,3	353,5	392,1	396,5	359,2	384,2
6	373,4	350,7	389,8	366,2	404	406,9	376,8	393,3
7	392,6	347,8	419,7	399,8	448,3	438,2	444	425,3
8	439,5	358,9	547,7	501	830	615,8	725,7	562,1
9	451,8	362,7	579,2	544,1	710	624,2	617,9	592,2
10	439,7	369,1	521	501,5	700	599,2	541,6	551,2
11	422,4	377,6	491	550,6	602	581,4	548,8	546,3
12	430,7	375,1	488,4	570,3	492,8	562,2	550,5	524,4
13	421,5	361,9	487,8	623,4	480,9	587,8	533,4	490,1
14	411,5	350,7	507,8	611	462,8	601,2	539,6	519,1
15	397,1	342,2	523,5	615,2	469,9	623,7	534,4	529,2
16	390,6	336,2	518,6	631,5	478,9	623,4	550,5	548,7
17	392,5	338	532	596,2	546	623	627,1	580,1
18	393,2	338,2	605	646,1	619,6	1150	713,7	640
19	399,2	344,9	506,1	514,4	518,8	1200	726	559,1
20	406	364,7	479,2	441,6	441,6	613	509,5	472,3
21	415,2	386,2	428	407,4	419,7	486,6	436,8	431,2
22	411,8	388,4	411,6	399,8	404,3	459,6	411,2	416,5
23	394,6	388,9	403,2	389,9	392,5	423,1	389,9	404,9
24	353,8	356,8	385,9	371	386,9	403,7	366,9	389,4

Tabell 11 Prissenarioer for spotprisen de neste 24 timene.

I likhet med de illustrerende eksemplene i kapittel 9 er det valgt ut 8 senarioer for spotprisen [kr/MWh]. Det er tatt utgangspunkt i samme datasett basert på historisk realiserte priser fra tidligere perioder. For at leseren enklere skal forstå hvordan resultatene henger sammen med prisvariasjonene i de ulike senarioene er alle prisene tatt med i tabell 11. I tabellen under vises sannsynlighetsfordelingen mellom de ulike senarioene.

Senario 1	Senario 2	senario 3	senario 4	senario 5	senario 6	Senario 7	Senario 8
0,1	0,1	0,15	0,15	0,1	0,15	0,15	0,1

Tabell 12 Sannsynlighetsfordeling mellom de ulike senarioene

11 Resultater

I første del av casestudien vil hver enkelt kunde minimere de totale energikostnader basert på utnyttelse av fleksibilitet i sitt energisystem. For at kunden skal kunne delta i spotmarkedet antas det at hver kunde er balanseansvarlig og dermed har ansvaret for eventuell ubalanse som oppstår ved klarering av spotprisen. Videre vil aggregatoren danne en portefølje basert på de tre kundene presentert i casedelen for å se om de totale energikostnadene kan reduseres basert på aggregering av fleksibilitet.

Prosessindustri	Matprodusent	Kontorbygg	Kunder summert	Aggregator
1068555,63 NOK	41161,76 NOK	40759,50 NOK	1150476,89 NOK	1149471,14 NOK

Tabell 13 Målfunksjonsverdi, totale kostnader

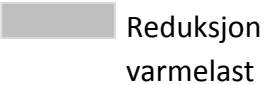
Industrielt anlegg av type matproduksjon

Periode/pris	-2100	0	450	451	600	601	1500	21000
1	2	2	2	2	2	2	2	0,25
2	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	0,25
3	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	0,25
4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	0,25
5	3	3	3	3	3	3	3	0,25
6	4	4	4	4	4	4	4	0,25
7	4	4	4	4	4	4	4	0,25
8	3,5	3,5	3,5	3,229495	2,01988	2,01988	2,01988	0,25
9	3,5	3,5	3,5	3,063216	2,255174	2,255174	2,255174	0,25
10	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	0,25
11	4	4	4	4	4	4	4	0,25
12	4	4	4	4	4	4	4	0,25
13	4	4	4	4	4	4	4	0,25
14	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	0,25
15	4	4	4	4	4	4	4	0,25
16	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	0,25
17	3,5	3,5	3,5	3,058878	3,058878	3,058878	3,058878	0,25
18	3,5	3,5	3,5	2,261073	2,261073	2,261073	0,935331	0,25
19	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	2,529172	0,558583	0,25
20	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	0,25
21	3	3	3	3	3	3	3	0,25
22	3	3	3	3	3	3	3	0,25
23	3	3	3	3	3	3	3	0,25
24	3	3	3	3	3	3	3	0,25

Tabell 14 Budmatrise matprodusent

Prispunktene i budmatrisen er valgt i forhold til kostnadspunktene for utkobling av varmelasten på 450, 600 og 3000 NOK/MWh. Siden ingen av prissenarioene tilsier en forventet spotpris over 1500, velges dette som øverste grense for parameteren i modellen. Resultatet fra tabell 14 viser at volumet er konstant opp til prispunktet på 1500, for timene fargelagt i grå. Selv om spotprisen ikke forventes å bli klarert innenfor alle prisintervallene som er valgt i budmatrisen er volumet satt konstant helt opp til prispunktet på 1500. For maksimalt prispunkt på 21 000 NOK/MWh er det valgt å by inn forbruksprognosen til lagerkjøling/frysing på 0,25 MW, siden denne lasten ikke kan kobles ut dersom hele anlegget stenges. For det røde området i budmatrisen varierer volumet mer med prisen. Dette kommer som en følge av at det største volumet blir koblet ut i disse fem timene.

	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00
2	0,26	0,00	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
3	0,00	0,00	0,26	0,26	0,26	0,26	0,00	0,26
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,33	0,00	1,06	0,72	1,45	1,45	1,45	1,17
9	0,72	0,00	1,35	1,17	1,45	1,45	1,45	1,41
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	0,72	0,72	0,72	0,00	0,00	0,72
18	0,00	0,00	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45	1,45	0,00
20	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,29	0,29	0,29	0,29	0,00	0,00	0,29
24	0,00	0,00	0,29	0,29	0,29	0,00	0,00	0,29

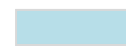


Tabell 15 Plan for reduksjon av varmelast type %-vis reduserbar, [MWh]

Tabell 15 viser planen for mengden volum som skal kobles ut fra den %-vis reduserbare varmelasten for industrielt anlegg av typen matproduksjon. Fra de grå feltene kan vi konkludere med at restriksjonene i forhold til varighet på 2 timer og minimum hviletid på 4 er tilfredsstillende. Det vil kobles ut størst volum i timene 8-9 og 17,18 og 19 siden spotprisen for disse timene er høy for senario 3-8. Som et resultat av de høye spotprisene vil modellen finne det optimalt å ha

et lengere hvileintervall enn minimum hviletid, etter utkobling i time 8 og 9 for disse senarioene. De reduserbare lastene av typen av/på vil ikke kobles ut for noen av senarioene på grunn av deres svært høye avsavnskostnad på 3000 NOK/MWh. Selv om ikke noen av prissenarioene tilsier at utkobling av av/på lastene vil inntreffe er det tatt hensyn fullstendig produksjonsstans i budmatrisen, da det bys inn et volum på 0,25 MW for pris på 21000 NOK/MWh.

	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	1,126471	1,377778	1,377778	1,377778	1,377778	1,377778	1,126471	1,377778
2	1,433824	1,722222	1,433824	1,433824	1,433824	1,433824	1,433824	1,433824
3	1,722222	1,722222	1,433824	1,433824	1,433824	1,433824	1,722222	1,433824
4	1,722222	1,722222	1,722222	1,722222	1,722222	1,722222	1,722222	1,722222
5	2,066667	1,741176	2,066667	2,066667	2,066667	2,066667	2,066667	2,066667
6	2,755556	2,355882	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556
7	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556
8	2,048529	2,411111	1,228287	1,607407	0,803704	0,803704	0,803704	1,111384
9	1,607407	2,411111	0,916504	1,106855	0,803704	0,803704	0,803704	0,846004
10	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111
11	2,755556	2,355882	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556
12	2,755556	2,355882	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556
13	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556
14	2,048529	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111
15	2,355882	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556	2,755556
16	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111
17	2,411111	2,411111	1,607407	1,607407	1,607407	2,411111	2,411111	1,607407
18	2,411111	2,411111	0,803704	0,803704	0,803704	0	0,803704	0,803704
19	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	0	0,803704	2,411111
20	2,048529	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111	2,411111
21	1,741176	2,066667	2,066667	2,066667	2,066667	2,066667	2,066667	2,066667
22	2,066667	1,741176	2,066667	2,066667	2,066667	2,066667	2,066667	2,066667
23	2,066667	1,741176	1,741176	1,741176	1,741176	2,066667	2,066667	1,741176
24	2,066667	2,066667	1,741176	1,741176	1,741176	2,066667	2,066667	1,741176

 Bytte av energibærere

Tabell 16 Plan for varmeproduksjon fra Elkjel i varmesystem , [MWh]

I varmesystemet har kunden mulighet til å variere mellom en elektrisk kjel og en oljekjel for å dekke varmebehovet til den %-vis reduserbare lasten. Oljekjelen er installert som en alternativ energikilde med hensikt å levere varme når spotprisen er høy. Med en kalkulert oljepris på 820 NOK/MWh vil kunden gjennomføre et bytte av energibærere dersom spotprisen klareres høyere enn 820 NOK/MWh. Det blå feltet i tabell 16 viser at planen tilsier et bytte av energibærere fra elektrisk kjel til oljekjel for timene 18 og 19 i senario 6. Sammenlikner vi timene med tabell 11 ser vi at prisen for time 18 og 19 ligger på 1150 og 1200 NOK/MWh, altså høyere enn oljeprisen på 820 NOK/MWh. Andre resultater fra industrielt anlegg av typen matproduksjon kan finnes i Excel-fil: Resultat_matproduksjon.


Industrielt anlegg av type prosessindustri

Periode/pris	-2100	0	500	501	1000	1001	1500	21000
1	90	90	90	90	90	90	90	0
2	90	90	90	90	90	90	90	0
3	90	90	90	90	90	90	90	0
4	90	90	90	90	90	90	90	0
5	100	100	100	100	100	100	100	0
6	100	100	100	100	100	100	100	0
7	100	100	100	100	100	100	100	0
8	105	105	105	84,9876	67,31137	67,31137	67,31137	0
9	105	105	105	85,93128	55,85292	55,85292	55,85292	0
10	90	90	90	90	90	90	90	0
11	90	90	90	90	90	90	90	0
12	90	90	90	90	90	90	90	0
13	90	90	90	90	90	90	90	0
14	90	90	90	90	90	90	90	0
15	90	90	90	90	90	90	90	0
16	90	90	90	90	90	90	90	0
17	90	90	90	90	90	90	90	0
18	90	90	90	77,3454	31,43923	27,77778	27,77778	0
19	90	90	90	68,41105	44,82882	27,77778	27,77778	0
20	90	90	90	90	90	90	90	0
21	90	90	90	90	90	90	90	0
22	90	90	90	90	90	90	90	0
23	90	90	90	90	90	90	90	0
24	90	90	90	90	90	90	90	0

Tabell 17 Budmatrise prosessindustri [MWh]

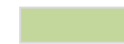
I likhet med anlegget for matproduksjon er det også her tatt utgangspunkt i kostnadskurven da prispunktene ble satt. Tabell 17 viser et grått område med prisuavhengige bud helt opp til og med prispunktet på 1500, for alle timer der det ikke utføres noen utkobling av produksjonslinje 1 eller produksjonslinje 2. For time 8 vil innmeldt volum ligge på 105 MW helt opp til prispunktet på 501 NOK/MWh og deretter reduseres ned til 0 MW i prispunktet på 21000. Resultatet kan forklares ved å se på tabell 18, der det først er for priser over 500 NOK/MWh, at utkobling av produksjonslinje 1 gjennomføres. For at alle klarerte pris-/volumpunkter i time 8 skal ligge på en lineær kurve mellom prispunktene 501 og 1000 velger modellen tilhørende pris-/volumpunkter på (501, 84.99) og (1000, 67.31 MW). Pris-/volumpunktene fargelagt i rødt varierer mer med prisen siden utkobling av PL1 og PL2 gjennomføres i disse fire timene. For maksimalt prispunkt vil alle lastene bli koblet ut og anlegget blir skrudd av.

	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
9	0,0	0,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
19	0,0	0,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

 Utkobling
produksjonslinje 1

Tabell 18 Plan for utkobling av produksjonslinje 1, [MWh]

	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

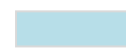
 Utkobling
produksjonslinje 2

Tabell 19 Plan for utkobling av produksjonslinje 2, [MWh]

Produksjonslinje 1, som har en avsavnskostnad på 500 NOK/MWh, skal kobles ut i time 8,9, 18 og 19 dersom et av prissenarioene fra 3-8 realiseres. Basert på det grå feltet i tabell 18 kan vi konkludere med at restriksjonene i forhold til varighet på 2 timer og minimum hviletid på 5 timer er holdt innenfor sine grenser. Planen for produksjonslinje 2 vist i tabell 19, resulterer i en utkobling i time 18-19 for scenario 6. Utkoblingen gjennomføres på grunn av at spotprisene klareres høyere enn kostnaden for utkobling på 1000 NOK/MWh.

Tabell 20 under viser planen for alternativ energikilde, med installert effekt på 10 MW. Det blå området illustrerer hvilke timer dampturbinen produserer elektrisitet til lastene i elektrisitetssystemet. For anlegget av typen prosessindustri kan det ikke gjennomføres et rent bytte av energikilde, siden forbruksprognosen har et høyere volum enn installert effekt til dampturbin. Det fører til at elektrisitet fra nettet alltid må bidra med elektrisitet til det elektriske systemet. Resultatet fra tabell 20 viser at dampturbinen kjører med full effekt i time 8 og 9 for scenario 5, og time 18 og 19 for scenario 6 og 7.



	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	10	2,412327	6,305349	0,510096
9	0	0	2,115732	0	10	4,82821	4,448463	2,899337
10	0	0	0	0	2,777778	2,777778	2,777778	2,777778
11	0	0	0	2,777778	2,777778	2,777778	2,777778	2,777778
12	0	0	0	2,777778	0	2,777778	2,777778	0
13	0	0	0	2,222222	0	2,222222	0	0
14	0	0	0	2,222222	0	2,222222	2,222222	0
15	0	0	0	2,222222	0	2,222222	0	0
16	0	0	0	2,222222	0	2,222222	2,222222	2,222222
17	0	0	0	2,222222	2,222222	2,222222	2,222222	2,222222
18	0	0	0	3,781049	1,343146	10	10	3,219871
19	0	0	0	0	0	10	10	2,112476
20	0	0	0	0	0	2,777778	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0

 Alternativ energikilde, dampturbin

Tabell 20 Plan for elektrisitet produsert fra dampturbin til prosessindustri, [MWh]

Kontorbygg

Periode/pris	-2100	0	400	600	1500	21000
1	2,135383	2,135383	2,135383	2,135383	2,135383	2,135383
2	2,284701	2,284701	2,284701	2,284701	2,284701	2,284701
3	2,309025	2,309025	2,309025	2,309025	2,309025	2,309025
4	2,14357	2,14357	2,14357	2,14357	2,14357	2,14357
5	2,223392	2,223392	2,223392	2,223392	2,223392	2,223392
6	2,389075	2,389075	2,389075	2,389075	2,389075	2,389075
7	3,235668	3,235668	3,235668	3,235668	3,235668	3,235668
8	3,745951	3,745951	2,511181	2,511181	2,511181	2,511181
9	4,091282	4,091282	4,091282	4,091282	4,091282	4,091282
10	4,266074	4,266074	4,266074	4,266074	4,266074	4,266074
11	4,53035	4,53035	4,53035	4,53035	4,53035	4,53035
12	4,450767	4,450767	4,450767	4,450767	4,450767	4,450767
13	4,394619	4,394619	4,394619	4,394619	4,394619	4,394619
14	4,278652	4,278652	4,278652	4,278652	4,278652	4,278652
15	4,33689	4,33689	4,33689	4,33689	4,33689	4,33689
16	4,093691	4,093691	4,093691	4,093691	4,093691	4,093691
17	4,189558	4,189558	4,189558	4,189558	4,189558	4,189558
18	3,822856	3,822856	3,822856	3,001896	0,877666	0,877666
19	3,547502	3,547502	3,547502	3,547502	0,180425	0,180425
20	3,385995	3,385995	3,385995	3,385995	3,385995	3,385995
21	2,556897	2,556897	2,556897	2,556897	2,556897	2,556897
22	2,393394	2,393394	2,393394	2,393394	2,393394	2,393394
23	2,408516	2,408516	2,408516	2,408516	2,408516	2,408516
24	2,217812	2,217812	2,217812	2,217812	2,217812	2,217812

 Prisuavhengige bud
 Prisavhengige bud

Tabell 21 Budmatrise kontorbygg [MWh]

For budmatrisen til kontorbygget er det valgt prisuavhengig bud i alle timer, utenom time 8,18 og 19 fargelagt i rødt. Basert på forventede prissenarioer og ubalansepriser finner modellen det optimalt å variere budvolumet kun i disse tre timene. For at restriksjon (8.39) skal gjelde velges budpunktene i matrisen over slik at alle realiserte pris-/volumpunkter ligger på en lineær kurve mellom utvalgte budpunkter i matrisen. For time 18 og 19 forventes prisen aldri å klareres over 1500, noe som fører til at modellen utelukker et slikt utfall. Det fører til at modellen finner det optimalt å sette volumet så lavt som 0,18 MW i time 19 for prispunktet på 1500. I motsetning til prosessindustri vil det ikke være realistisk for kontorbygget å skru av alle lastene selv om spotprisen klareres svært høyt. Det fører til at volumet i maksimal prispunkt er satt lik volumet i prispunkt 1500, og dermed tilfredsstillende kravet i forhold til forbruksprognose satt av kunden.

Energisystemet til kontorbygget består av to fleksible laster av typen flyttbart volum, en last med vifter og en last med oppvarming av luft og vann. Begge lastene har 6 mulige skift der det er mulig å fordele volum fritt mellom timene, så lenge begrensningene i forhold til max- og mingrenser blir holdt. Tabell 22 viser optimal plan for lasten med oppvarming av luft og vann i varme-/kjølesystemet med 6 skift bestående av et tidsintervall på 4 timer. For skift 2 bestående av timene 5,6,7 og 8 vil modellen finne det optimalt å fordele forbruksprognosen (vist i figur til høyre) slik den blå firkanten i tabell 22 illustrerer. Den optimerte planen i senario 4 viser til et redusert volum ned til minimumsgrensen på 0,5 MW i time 8 og en økning i volumet opp til maksimal grense på 2 MW i time 5.

	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8	
Skift 1	1	1,144817	1,144817	1,144817	1,144817	0,773765	1,144817	1,144817	1,144817
	2	1,238744	1,238744	1,358234	1,238744	1,238744	1,238744	1,238744	1,238744
	3	1,742836	1,252294	1,252294	1,252294	1,742836	1,742836	1,742836	1,371784
	4	0,779022	1,269564	1,150074	1,269564	1,150074	0,779022	0,779022	1,150074
Skift 2	5	2	1,53553	2	2	2	2	2	2
	6	1,302383	1,127602	1,302383	1,302383	1,302383	1,302383	1,302383	1,302383
	7	1,474934	2	1,474934	1,474934	1,474934	1,474934	1,474934	1,474934
	8	0,5	0,614185	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Skift 3	9	1,711784	1,661269	1,711784	0,991784	1,711784	1,711784	1,711784	1,711784
	10	1,350627	1,289579	1,350627	1,959063	1,350627	1,350627	1,959063	1,350627
	11	2	2	1,632434	1,743998	1,632434	1,632434	1,445932	1,632434
	12	1,632434	1,743998	2	2	2	2	1,578066	2
Skift 4	13	1,530252	1,875204	2	1,875204	1,530252	2	2	2
	14	1,819286	1,474334	1,699735	2	2	1,699735	1,819286	2
	15	1,601949	1,601949	1,863826	1,688357	1,688357	1,863826	1,744274	1,518874
Skift 5	16	2	2	1,387927	1,387927	1,732879	1,387927	1,387927	1,432614
	17	1,936155	1,936155	1,784123	1,303707	1,784123	2	1,477525	2
	18	1,934352	1,934352	1,555684	1,479765	1,528715	1,824478	1,354897	1,275156
	19	1,492056	1,492056	1,011639	1,541005	1,011639	0,5	1,492056	1,049321
Skift 6	20	0,961915	0,961915	1,973031	2	2	2	2	2
	21	1,310809	0,933745	1,310809	0,933745	1,310809	1,310809	1,310809	1,310809
	22	1,21116	1,21116	1,21116	1,21116	1,21116	1,21116	1,21116	1,21116
	23	0,888101	1,265165	1,265165	1,265165	1,265165	1,265165	1,265165	1,265165
	24	1,606249	1,606249	1,229186	1,606249	1,229186	1,229186	1,229186	1,229186

Periode	Volum
5	1,195782
6	1,171681
7	1,438457
8	1,471397

Forbruksprognose
skift 2

Tabell 22 Plan for oppvarming av luft og vann i varme-/kjølesystemet [MWh]

Aggregator

Periode/pris	-2100	0	450	451	500	501	650	651	1000	1001	1500	21000
1	94,13538283	94,13538283	94,13538	94,13538	94,13538	94,13538	94,13538	94,13538	94,13538	94,13538	94,13538	94,1354
2	94,78470146	94,78470146	94,7847	94,7847	94,7847	94,7847	94,7847	94,7847	94,7847	94,7847	94,7847	94,7847
3	94,80902493	94,80902493	94,80902	94,80902	94,80902	94,80902	94,80902	94,80902	94,80902	94,80902	94,80902	94,809
4	94,64356954	94,64356954	94,64357	94,64357	94,64357	94,64357	94,64357	94,64357	94,64357	94,64357	94,64357	94,6436
5	105,2233917	105,2233917	105,2234	105,2234	105,2234	105,2234	105,2234	105,2234	105,2234	105,2234	105,2234	105,223
6	106,3890753	106,3890753	106,3891	106,3891	106,3891	106,3891	106,3891	106,3891	106,3891	106,3891	106,3891	106,389
7	107,2356683	107,2356683	107,2357	107,2357	107,2357	107,2357	107,2357	107,2357	107,2357	107,2357	107,2357	107,236
8	112,2459509	112,2459509	112,246	89,4718	89,4718	89,4718	89,4718	77,86439	77,86439	77,86439	77,86439	77,8644
9	112,5912823	112,5912823	112,5913	112,5913	112,5913	92,40744	92,40744	92,40744	9,044512	9,044512	9,044512	9,04451
10	97,76607355	97,76607355	97,76607	97,76607	97,76607	97,76607	97,76607	97,76607	54,04766	54,04766	54,04766	54,0477
11	98,53034959	98,53034959	98,53035	98,53035	98,53035	98,53035	98,53035	98,53035	98,53035	98,53035	98,53035	98,5303
12	98,45076704	98,45076704	98,45077	98,45077	98,45077	98,45077	98,45077	98,45077	98,45077	98,45077	98,45077	98,4508
13	98,39461905	98,39461905	98,39462	98,39462	98,39462	98,39462	98,39462	98,39462	98,39462	98,39462	98,39462	98,3946
14	97,77865229	97,77865229	97,77865	97,77865	97,77865	97,77865	97,77865	97,77865	97,77865	97,77865	97,77865	97,7787
15	98,33688995	98,33688995	98,33689	98,33689	98,33689	98,33689	98,33689	98,33689	98,33689	98,33689	98,33689	98,3369
16	97,59369055	97,59369055	97,59369	97,59369	97,59369	97,59369	97,59369	97,59369	97,59369	97,59369	97,59369	97,5937
17	97,68955751	97,68955751	97,68956	97,68956	97,68956	97,68956	97,68956	97,68956	97,68956	97,68956	97,68956	97,6896
18	97,32285648	97,32285648	97,32286	86,10646	86,10646	86,10646	69,70209	65,60734	65,60734	31,16903	31,16903	31,169
19	97,04750154	97,04750154	97,0475	76,28604	76,28604	76,28604	76,28604	61,97667	61,97667	30,61741	30,61741	30,6174
20	96,88599505	96,88599505	96,886	96,886	96,886	96,886	96,886	96,886	96,886	96,886	96,886	96,886
21	95,55689725	95,55689725	95,5569	95,5569	95,5569	95,5569	95,5569	95,5569	95,5569	95,5569	95,5569	95,5569
22	95,39339392	95,39339392	95,39339	95,39339	95,39339	95,39339	95,39339	95,39339	95,39339	95,39339	95,39339	95,3934
23	95,40851641	95,40851641	95,40852	95,40852	95,40852	95,40852	95,40852	95,40852	95,40852	95,40852	95,40852	95,4085
24	95,21781227	95,21781227	95,21781	95,21781	95,21781	95,21781	95,21781	95,21781	95,21781	95,21781	95,21781	95,2178

Tabell 23 Budmatrise aggregator [MWh]

I de tre foregående eksemplene har hver kunde minimert de totale energikostnadene og utarbeidet en budmatrise basert på 8 prissenarioer for klarert spotpris. I denne delen av caseanalysen skal aggregatoren danne en kundeportefølje basert på de 3 kundene som har blitt analysert individuelt. Målet er å finne ut hvordan aggregatoren utnytter den aggregerte fleksibiliteten til å minimere de totale energikostnadene, sett i forhold til den summerte energikostnaden fra kundene. Aggregatoren har mulighet til å utnytte sin aggregerte fleksibilitet i form av den aggregerte kostnadskurven, bytte av energikilde og fordelingen av prognosen for lastene av flyttbart volum.

Prispunktene i budmatrisen for aggregatoren er tatt utgangspunkt i kostnadspunktene til den aggregerte kostnadsfunksjonen på 450, 500, 650 og 1000 NOK/MWh. I tillegg er det valgt maxpunkt på 21000, minpunkt på -2100 og et punkt på 1500 vist i tabell 23. Siden klarert spotpris ikke forventes å overstige 1500 kr vil dette punktet virke som en maxgrense for de 8 utvalgte senarioene. På grunn av dette er det valgt å by inn likt volum for prispunktene 1500 og maksimalt prispunkt på 21000. Aggregatoren velger hvordan den vil disponere energiforbruket, så lenge begrensningene i forhold til forbruksprognose og tekniske restriksjoner blir fulgt. Budmatrisen skal representere behovet til alle 3 kundene i kundeporteføljen.

	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00
2	0,26	0,00	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
3	0,00	0,00	0,26	0,26	0,26	0,26	0,00	0,26
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,33	0,00	1,06	0,72	1,45	1,45	1,45	1,17
9	0,72	0,00	1,35	1,17	1,45	1,45	1,45	1,41
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	0,72	0,72	0,72	0,00	0,00	0,72
18	0,00	0,00	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45	1,45	0,00
20	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,29	0,29	0,29	0,29	0,00	0,00	0,29
24	0,00	0,00	0,29	0,29	0,29	0,00	0,00	0,29

Reduksjon
varmelast,
matproduksjon
optimert alene



	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	0,41	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41	0,00
2	0,52	0,52	0,00	0,00	0,52	0,00	0,52	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,62	0,62	0,00	0,00	0,00	0,62
6	0,00	0,00	0,00	0,83	0,00	0,83	0,00	0,83
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,00
8	0,72	0,00	0,00	0,00	1,45	0,00	1,45	0,00
9	1,45	0,00	0,00	0,00	1,45	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	1,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,83	1,65	1,65	0,00	0,00	0,00	1,65
12	0,00	0,83	0,00	1,65	0,00	1,65	0,00	1,65
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,65	1,65	0,00
14	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45	0,00
15	0,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	1,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	1,45	1,45	1,45	0,00	0,00	1,45
18	0,00	0,00	0,00	1,45	1,45	1,45	0,00	1,45
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45	1,45	0,00
20	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45	0,00
21	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,62	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,62	0,62	0,62	0,62	0,00	0,00	0,62
24	0,00	0,00	0,00	0,62	0,62	0,00	0,00	0,62

Reduksjon
varmelast optimert
med aggregator

Figur 46 Endring av plan for last av typen %-vis reduserbar hos kunden med matproduksjon med aggregert portefølje. [MWh]

For å illustrere hvordan forbruksplanen til de ulike lastene og produksjonsenhetene endres ved bruk av aggregering av kundene skal vi se nærmere på lasten av typen %-vis reduksjon for matprodusenten og den elektriske kjelen til kontorbygget. Figur 46 illustrerer hvordan planen til varmelasten hos matprodusenten endres dersom aggregatoren får utnytte den aggregerte fleksibiliteten hos kundene. Illustrasjonen viser en større spredning mellom reduksjonsperiodene for den aggregerte porteføljen. Verdiene i figuren viser i tillegg at størrelsen på redusert volum varierer mer gjennom hele døgnet, sett i forhold til tabellen der kunden optimerer forbruket alene.

Den elektriske kjelen til kontorbygget er en annen enhet som får store forandringer i forbruksplanen dersom aggregatoren utnytter sin kundeportefølje. Tabell 24 viser avviket mellom forbruksplanen til den elektriske kjelen basert på verdier fra aggregatoren sett i forhold til kontorbygget alene. Tabellen viser en tydelig forandring over hele døgnet i alle 8 scenarioer.

	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8
1	-0,72	-0,72	0,00	-0,72	-0,30	-0,72	-0,72	-0,72
2	-0,82	-0,82	0,71	-0,82	0,74	0,74	0,74	0,74
3	0,29	0,73	0,73	0,73	0,29	0,29	0,29	0,70
4	1,25	0,81	-0,72	0,81	-0,72	-0,31	-0,31	-0,72
5	0,00	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,78	-0,39	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
7	-0,78	0,00	0,00	-0,78	-0,78	-0,78	-0,78	-0,78
8	0,00	-0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	-1,13	0,38	0,32	1,12	-1,13	0,32	0,32	0,32
10	0,72	0,79	-0,73	0,05	0,72	-0,73	-1,40	-0,73
11	0,00	-1,45	0,41	0,28	0,41	0,41	0,62	0,41
12	0,41	0,28	0,00	-1,45	0,00	0,00	0,47	0,00
13	-0,64	-1,03	0,00	-1,03	-0,64	0,00	0,00	0,00
14	0,20	0,58	0,00	0,00	0,00	0,33	-0,96	0,00
15	0,44	0,44	-1,01	0,35	0,35	-1,01	0,28	0,53
16	0,00	0,00	0,68	0,68	0,30	0,68	0,68	-0,53
17	0,07	0,07	-0,98	0,58	-0,71	0,00	0,58	-0,20
18	0,07	0,07	-0,15	-1,09	-0,39	0,00	0,52	-0,86
19	0,37	0,37	0,00	0,51	1,10	0,00	-1,10	1,06
20	-0,51	-0,51	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	-0,90	1,18	-0,90	-0,48	-0,90	-0,90	-0,90	-0,90
22	-0,77	-0,77	-0,77	-0,77	-0,77	-0,77	-0,77	-0,77
23	1,24	-0,85	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
24	0,44	0,44	0,86	0,44	0,86	0,86	0,86	0,86

Tabell 24 Avvik mellom plan av elkjel til kontorbygg basert på optimerte verdier fra aggregator og kunden alene. [MWh]

 Økning i plan for aggregator
  Reduksjon av plan for aggregator

Summert kostnad kunder	Kostnad aggregator	Verdi av aggregering
1150476,89 NOK	1149471,14 NOK	1005,75 NOK

Tabell 25 Kostnader i målfunksjon for aggregator og kunder [NOK]

Basert på en periode av 24 timer og en kundeportefølje bestående av en matprodusent, et prosessindustribygg og et kontorbygg beregnes verdien av aggregering til 1005,75 NOK. Aggregatoren har utnyttet sin aggregerte fleksibilitet hos kundene til å redusere de totale energikostnadene vist i målfunksjonen under.

$$\min Z = C_{klarering}^{Elspot} + C_{Ubalanse}^{Elspot} + C_{Utkobling} + C_{energibærer}^{Alternativ}$$

For å finne svar på hvordan aggregatoren reduserer de totale energikostnadene vil de ulike kostnadsleddene i målfunksjonen analyseres nærmere. Målfunksjonsleddene knyttet til klareringen i Elspot består av en direkte kostnad til klarert volum, i tillegg til en kostnad eller inntekt i forhold til ubalanse etter klarering. Kostnaden til klarert volum i Elspot viser seg å øke med 3068,98 NOK dersom aggregatoren utnytter sin kundeportefølje, det vil si at et større volum kjøpes i spotmarkedet. Inkluderes kostnaden for kjøp og inntekten av salg i alternativt marked vil kostnadsleddene som tilhører kraftmarkedene bidra med en samlet kostnadsreduksjon på 567,66 NOK for aggregatoren.

	Klarering	Balanse opp	balanse ned	Varmelast matproduksjon	Damp turbin	Totalt
Aggregator	1058463,15	24872,42	0,00	3911,42	12678,44	1099925,44
Kunder	1055394,17	28632,33	-123,28	2593,71	14434,25	1100931,18
Differanse	-3068,98	3759,92	-123,28	-1317,72	1755,80	1005,75

Tabell 26 Kostnader i målfunksjon for aggregator og kunder [NOK]

Neste ledd i målfunksjonen er kostnaden for de reduserbare lastene, som består av en kostnad knyttet til de %-vis reduserbare lastene og lastene av typen av/på reduksjon. Den eneste reduserbare lasten som endrer plan med styring av en aggregator er den %-vis reduserbare varmelasten til matprodusenten. Resultatet fra tabell 26 viser at avsavnskostnaden er 1317,72 NOK høyere for aggregatoren på grunn av et større totalvolum som blir koblet ut.

Det siste leddet i målfunksjonen er kostnaden til alternativ energibærere. Resultatene fra styring med aggregator viser at produksjonsplanen for oljekjelen til matprodusenten og kontorbygget ikke endrer karakter. Derimot viser dampturbinen til kunden med prosessanlegg en reduksjon i energikostnader på 1755,80 NOK. Da alle leddene i målfunksjonen er inkludert ender den totale besparelsen på 1005,75 kr.

Resultatene i tabell 26 viser at de største besparelsene kommer fra kostnaden for kjøp av kraft i alternativt marked og kostnaden fra dampturbinen. Sammenlignet med prosessindustri alene finner aggregatoren det optimalt å redusere elektrisitet produsert fra dampturbinen. Reduksjonen fra dampturbinen fører til at aggregatoren kobler ut et større volum fra varmelasten til matprodusenten, samt kjøper et større volum fra spotmarkedet. Et høyere volum som klareres i spotmarkedet gir et lavere volum i de alternative markedene, som igjen fører til en lavere samlet kostnad på grunn av ugunstige priser i balansemarkedene.

Verdien av aggregering varierer i forhold til antall prispunkter og verdien på prispunktene. I casedelen er en av betingelsene at prispunktene settes lik kostnaden for utkobling hos kunden. Dette gjøres for å velge et lavt antall prispunkter, slik at problemet forenkles. Restriksjon (8.39) setter begrensning på antall prispunkter, ut ifra antall prissenarioer som velges. For at restriksjonen skal gjelde må klarert spotpris treffe innenfor prisintervallene satt som parametere i modellen. I casene er det valgt 8 prissenarioer, slik at antall prispunkter ikke kan bli for høy dersom restriksjon (8.39) skal gjelde. Dersom antall senarioer og prispunkter øker vil det føre til en mer nøyaktig verdi av aggregeringen, gitt at sannsynlighetsfordelingen mellom de ulike senarioene er satt korrekt.

12 Forretningsmodell for aggregatoren

Forretningsmodellene som illustreres i denne oppgaven tar utgangspunkt i aggregatoren som en kraftleverandør. Det presenteres to modeller som viser hvordan aggregatoren skal fordele gevinsten av fleksibilitet.

Modell 1: Fast rabatt på strømpris

Kunden inngår en avtale med aggregatoren som tilsier at kunden må stille med et fast volum av tilgjengelig fleksibilitet som aggregatoren kan utnytte i spotmarkedet, i forhold til systemkrav satt av kunden. Aggregatoren tilbyr kunden en rabattert strømpris basert på mengden av fleksibelt volum som stilles tilgjengelig. Rabatten på strømprisen er uavhengig om fleksibiliteten fra kunden blir aktivert i spotmarkedet eller ikke. Denne type kontrakt passer best til små kunder, med lite fleksibilitet tilgjengelig.

Med dagens spotpriskontrakter betaler kunden for spotpris per time i tillegg til et prispåslag som går kraftleverandøren til gode. Uten utnyttelse av fleksibilitet vil kunden kunne se sitt totale forbruk og betale for dette volumet. Dersom kunden stiller et fast volum disponibelt til utnyttelse av fleksibilitet vil kunden fortsatt betale for sitt totale forbruk uten fleksibilitet, men isteden få en rabatt på strømprisene. Kunden får dermed ikke se hvordan aggregatoren utnytter deres fleksibilitet, så lenge den holder seg innenfor spesifikke grenser satt av kunden.

Betaling kunde = vanlig kontrakt uten fleksibilitet – fast rabatt

Modell 2: Gevinst basert på aktivert fleksibilitet

Kunden inngår en avtale med aggregatoren som tilsier at kunden må stille med et fast volum av tilgjengelig fleksibilitet som aggregatoren kan utnytte i spotmarkedet, i forhold til systemkrav satt av kunden. Kunden mottar gevinst i forhold til størrelsen på fleksibelt volum som blir aktivert i spotmarkedet av aggregatoren. Aggregatoren beregner differansen mellom optimert forbruksplan og forbruksprognosen fra kundene for å finne ut bidraget av fleksibilitet fra hver kunde. Modellen er basert på en prosentvis fordeling mellom kundene i kundeporteføljen til aggregatoren, i tillegg til en inntekt på 20 % som går til aggregatoren. Modell 2 illustreres i figur 47 med aggregatoren fra casestudien bestående av en kundeportefølje på 3 kunder.

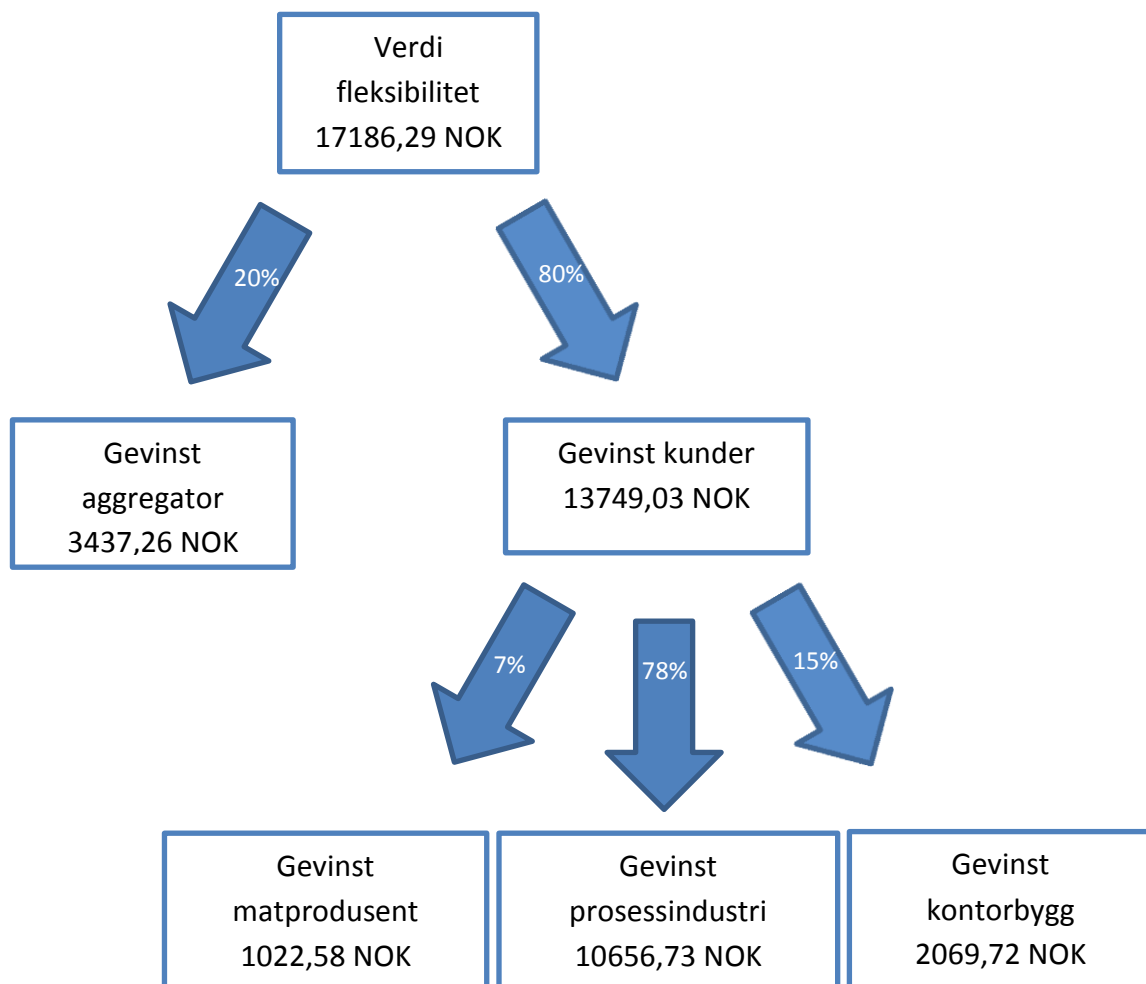
I motsetning til modell 1 vil kunden i ettertid få en oversikt over hvordan aggregatoren utnyttet fleksibiliteten til å minimere de totale energikostnadene til kundeporteføljen. Kundene vil dermed betale for sitt totale forbruk uten fleksibilitet, trukket fra gevinsten fra utnyttelse av fleksibilitet.

Betaling kunde = vanlig kontrakt uten fleksibilitet – gevinst fra utnyttelse av fleksibilitet

For å beregne verdien av fleksibilitet som skal fordeles mellom aggregatoren og kundene i porteføljen sammenlignes de totale kostnadene til en aggregator med og uten utnyttelse av fleksibilitet hos kunden. Tabellen under viser at forskjellen mellom kostnaden for en aggregator med og uten fleksibilitet er 17186,29 NOK.

Uten fleksibilitet	1166657,43
Med fleksibilitet	1149471,14
Verdi av fleksibilitet	17186,29

Tabell 27 Verdi av fleksibilitet, [NOK]



Figur 47 Illustrasjon av forventet gevinstfordeling for de neste 24 timer basert på forretningsmodell 2

Fra figur 47 illustreres det hvordan verdien av fleksibilitet fordeles mellom kunder og aggregator. Den prosentvise fordelingen mellom kundene er funnet fra aggregatorens utnyttelse av fleksibilitet hos hver enkelt kunde. Kundens aktiverte bidrag av fleksibilitet ble beregnet som summen av opp- og nedjustering sammenliknet med prognosert forbruk (se Excel-fil «Resultat_aggregator-fordeling kunder» eller vedlegg kapittel 16.2 for utregning). Siden hvert enkelt scenario har tilhørende sannsynlighet for å bli realisert vil beregningene i figur 47 representere forventet gevinst basert på 8 prissenarioer for spotpris, presentert i casedelen. I realiteten vil gevinsten i forretningsmodell 2 bli beregnet ut etter at de virkelige spotprisene er klarert og forbruksplanen for de neste 24 timene er gjennomført. Det er først etter at aggregatoren har gjennomført sin plan at fordelingen mellom kundene kan beregnes.

Den forventede gevinstfordelingen mellom kundene i aggregatorens portefølje er avhengig av nøyaktig predikerte prisprognoser for spotprisen de neste 24 timene. Sannsynlighetsfordelingen mellom de ulike prissenarioene er også parametere som kan gi stort utslag på verdiene. En nøyaktig prisprognose for spotprisen fører til et nøyaktig estimat av den fremtidige inntjeningen og gevinstfordelingen mellom kundene.

13 Konklusjon

I første del av casestudien ble optimeringsmodellen brukt til å minimere de totale energikostnader for hver enkelt kunde. Modellen skulle resultere i en optimal budkurve i spotmarkedet for de neste 24 timene, basert på utnyttelse av fleksibilitet i energisystemet. Kundene skulle komme frem til en optimal plan for laststyring, samt ha ansvaret for handel og eventuell ubalanse fra spotmarkedet.

Kunden med industrielt anlegg av typen matproduksjon har en samlet energikostnad på 41 161,76 NOK. Optimal plan for varmelasten av typen %-vis reduserbar last resulterte i størst utkobling i timene 8,9, 17, 18 og 19 på grunn av høye spotpriser for scenarioene 3-8. De reduserbare lastene av typen av/på kobles ikke ut for noen av scenarioene siden spotprisen aldri overstiger avsavnskostnaden på 3000 NOK/MWh. Resultatene fra produksjonsplanen viser at den elektriske kjelen står for hoveddelen av varmeproduksjonen til varmesystemet. Det utføres et bytte av energibærer fra elektrisitet til olje i timene 18 og 19 for prissenario 6.

Kunden med industrielt anlegg av typen prosessindustri har en samlet energikostnad på 1 068 555,63 NOK. Fleksibiliteten hos denne kunden består kun av reduserbare av/på laster, i tillegg til muligheten for bytte av energibærer fra elektrisitet til flis for produksjon av elektrisitet. Den optimerte lastplanen viser at produksjonslinje 1 skal kobles ut i intervallet 8-9 og 18-19 for prissenarioene 3-8. Produksjonslinje 2, som har en høyere utkoblingskostnad, vil kun bli koblet ut i intervallet 18-19 for senario 6. Med en beregnet energipris på flis til 225 NOK/MWh viser den elektriske produksjonsplanen at det er optimalt å kjøre dampturbinen for flere timer og senarioer. Siden installert effekt for dampturbinen er på 10 MW, vil ikke dampturbinen klare å stå for det totale elektrisitetsforbruket alene. Produksjonsplanen for elektrisitet vil dermed bestå av en kombinasjon av elektrisitet kjøpt fra spotmarkedet og elektrisitet produsert fra dampturbinen.

Kunden med et kontorbygg har en samlet energikostnad på 40759,50 NOK. Energisystemet består av to fleksible laster av typen flyttbart volum med bestemte minimums- og maksimumsgrenser. Optimeringsmodellen kan fordele volumet fritt mellom timene i et skift så lenge begrensningene i forhold til minimums- og maksimumsgrenser blir holdt. Den optimerte lastplanen viser at volumet er lavt i timene med høye spotpriser, og høyt i timene med lave spotpriser. I likhet med det industrielle anlegget av typen matproduksjon viser planen for varmeproduksjon at det er optimalt med et bytte av energibærer fra elektrisitet til olje i timene 18 og 19 for senario 6.

I neste del av casestudien ble optimeringsmodellen brukt til å se om de totale energikostnadene ble redusert dersom en aggregator kunne utnytte den aggregerte fleksibiliteten hos en portefølje bestående av kundene vist i første del. Resultatet viste en

Samlet energikostnad for aggregatoren på 1 149 471,14 NOK, altså en reduksjon på 1005,75 NOK sett i forhold til den summerte kostnaden fra kundene optimert alene. Verdien av aggregering ble dermed estimert til 1005,75 NOK for en portefølje bestående av 3 kunder og en tidshorisont på 24 timer.

Resultatene fra casestudien med aggregator viste at det ble gjennomført store endringer for produksjonsplanen og laststyringen hos alle tre kundene. For å kunne oppnå en samlet redusert energikostnad ble det kjøpt inn elektrisitet fra spotmarkedet for 3068,98 NOK mer enn kundene summert hver for seg. Derimot ble volumet for kjøp av elektrisitet i et alternativt marked betydelig redusert, noe som førte til et positivt bidrag til de totale energikostnadene på 3759,92 NOK.

To enheter som førte til en endring av de totale energikostnadene var varmelasten til kunden med matproduksjon og dampturbinen for kunden med prosessindustri. Aggregatoren fant det optimalt å koble ut et større volum for den %-vis reduserbare varmelasten, som igjen førte til en økning i avsavnskostnad på 1317,72 NOK. Bidraget fra endringen av planen for produksjon av elektrisitet fra dampturbinen førte til en reduksjon i de totale energikostnadene på 1755,80 NOK.

Til slutt ble det utviklet to forretningsmodeller basert på resultatet fra optimeringsmodellen for en aggregator med og uten utnyttelse av fleksibilitet. Verdien av fleksibilitet fra kundeporteføljen ble beregnet til 17 186,29 NOK og skulle fordeles mellom aggregatoren og kundene. I forretningsmodell 1 blir kunden tilbudt en fast rabattert strømpris, som ikke er avhengig av hvordan aggregatoren utnytter den aggregerte fleksibiliteten. Forretningsmodell 2 baserer seg på en gevinstfordeling som tar hensyn til hvordan aggregatoren utnytter tilgjengelig fleksibilitet. I den modellen vil kundene bli informert om hvordan deres fleksibilitet ble aktivert og ut ifra dette få en kalkulert gevinst.

Basert på resultatene fra casestudien viser optimeringsmodellen at den kan estimere verdien av aggregering av forbrukerfleksibilitet, samt gi en optimert budmatrise til spotmarkedet for de neste 24 timene. Modellen kan både fungere som et beslutningsverktøy for kunder alene og med en aggregert kundeportefølje. Til slutt har casestudien vist at modellen kan benyttes til å estimere verdien av fleksibilitet og illustrere hvordan fleksibiliteten kan utnyttes. Basert på verdien av fleksibilitet er det mulig å estimere gevinsten til hver kunde ut ifra hvordan fleksibiliteten utnyttes.

14 Veien videre

Videre er målet å utvide modellen slik at den kan kobles opp mot flere kraftmarkeder som RKOM, Elbas og Regulerkraftmarkedet. Artikkel [32] ser på hvordan en vannkraftprodusent endrer sin budstrategi ved å inkludere Elbasmarkedet. En annen artikkel som kan benyttes når modellen skal utvides er [7], som ser på kombinasjonen av Elspot og Regulerkraftmarkedet gjennom en mulistegs stokastisk modell. Dersom den stokastiske modellen i denne oppgaven skal utvides til å se på kombinasjonen av flere markeder øker kompleksiteten rundt antall steg og scenarioer.

Et annet aspekt som det er mulig å forske videre på er lastkarakteristikker og kobling opp mot kraftmarkedene. Dersom modellen skal inkludere RKOM og regulerkraftmarkedene er det viktig å tilpasse modellen til markedsvilkår bestemt av Statnett. Ulike markedsvilkår kan være minstevolum for bud, responstid, varighet og differensiering av tidsperioder. En løsning på de ulike markedsvilkårene er å dele produksjonsenheter inn i forhold til kort eller lang responstid. Statnett aktiverer budet ved å regulere volumet på energibærer(elektrisitet) inn til energisystemene. Dersom budet i RKOM eller regulerkraftmarkedene aksepteres vil det sette restriksjoner på hvordan fleksibiliteten til lastene i energisystemene kan utnyttes i forhold til optimalt bud i Elspot.

Et akseptert bud i RKOM tilsier at volumet som er gjort tilgjengelig skal disponeres av Statnett, men kan benyttes i et annet marked mot en reduksjon i opsjonspremien. Denne opsjonspremien reduseres dersom aggregatoren finner det økonomisk gunstig å utnytte fleksibiliteten i et annet marked, som Elspot eller Elbas. Statnett pålegger deltakeren i RKOM en straff dersom disponibelt volum til opp- eller nedregulering reduseres. Skal RKOM inkluderes i modellen er det sentralt å få med slike koblinger mellom markedene.

Gjennom arbeid med casestudien og analyse av lastkarakteristikker har forfatterne oppdaget et behov for horisontale forbindelser mellom laster i energisystemene. Dersom energiforbruket til to eller flere laster er avhengig av hverandre kan dette gi utslag på de totale kostnadene. I praksis er det typisk at industrianlegg har mulighet for varmegjenvinning som kan løses gjennom horisontal forbindelse mellom laster. Varmegjenvinning er ikke representert i dette studiet, men kan være et interessant aspekt å forske videre på, fordi varmegjenvinning fra for eksempel produksjonslinjer kan introdusere flere restriksjoner på utnyttelse av fleksibilitet.

Phd-stipendiatene Stig Ottesen og Aleksandra Roos skal forske videre på aggregatorrollen og videreutvikle modellen presentert i denne masteroppgaven. Aleksandra Roos skal blant annet utvide modellen til å se på hvordan aggregatoren skal utnytte porteføljen av fleksibilitet gjennom deltakelse i flere markeder.

15 Referanser

- [1] H. Sæle and O. S. Grande, "Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway," *IEEE transactions on Smart Grid*, pp. 102-109, 2011.
- [2] P. C. Del Granado, S. W. Wallace and Z. Pang, "The value of electricity storage in domestic homes: A smart grid perspective," *Energy Systems manuscript to appear*, 2012.
- [3] EnRiMa, "Energy Efficiency and Risk Management in Public Buildings," 2012: Universidad Rey Juan Carlos.
- [4] A. Siddiqui, "Optimal Control of Distributed Energy Resources and Demand Response under Uncertainty," 2010.
- [5] C. Svendby and S. Ottesen, "En stokastisk optimeringsmodell for prosumenters planleggingsproblem i smartgrid," 2012.
- [6] S.-E. Fleten and E. Pettersen, "Constructing Bidding Curves for a Price-Taking," *IEEE transactions on power systems*, VOL. 20, NO. 2, 2005.
- [7] T. Krogh Boomsma, N. Juul and S.-E. Fleten, "Bidding in sequential electricity markets," *WP*, 2013.
- [8] S.-E. Fleten and T. K. Kristoffersen, "Stochastic programming for optimizing bidding strategies," *European Journal of Operational Research*, pp. 916-928, 2007.
- [9] J. Saebi, J. Mohammadi, H. Taheri and S. S. Nayer, "Demand Bidding/Buyback Modeling and Its Impact on Market Clearing Price," *IEEE International Energy Conference*, 2010.
- [10] A. B. Philpott and E. Pettersen, "Optimizing Demand-Side Bids in Day-Ahead Electricity Markets," *IEEE transactions in power systems*, VOL. 21, NO. 2, 2006.
- [11] V. F. Landmark and V. Lervik, "Teknisk- økonomiske løsninger for aggregatrollen i et marked med smarte nett," 2012.
- [12] "<http://www.energifakta.no/documents/energi/omforming/teknologi/Elkjel.htm>," [Online].
- [13] M. Chertkov and e. a. , "Smart finite state devices: a modeling framework for demand

response technologies," 2011.

- [14] "http://www.hafslundnett.no/omoss/artikler/les_artikkel.asp?artikkelid=1969," [Online].
- [15] "<http://nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/>," [Online].
- [16] "<http://nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/Hourly-bid/>," [Online].
- [17] S. Kärkäinen, "Integration of Demand Side Management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages," *State of the art report-Vol 1*, 2008.
- [18] C. Mandil, "The Power to Choose - Demand Response in Liberalized Electricity Markets," *IEA:Paris*, 2003.
- [19] P. Meland, T. S. Wahl and A. Tjeldflåt, "Forbrukerfleksibilitet i det norske kraftmarkedet," *Oppdragsrapport, NVE*, 2007.
- [20] M. H. Albadi and E. F. EL-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets," *Electric Power Systems Research*, pp. 1989-1996, 2008.
- [21] G. T. Bellarmine, "Load management techniques," *Southeastcon 200. Proceedings of the IEEE*, 2000.
- [22] N. Gatsis and G. B. Giannakis, "Cooperative multi-residence demand response scheduling," *Information Sciences and Systems*, 2011.
- [23] M. Geidl and G. Andersson, "Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers," *IEEE Transactions*, pp. 145-155, 2007.
- [24] M. Alcazar-Ortedga, C. Alvarez-Bel, G. Escriva-Escriva and A. Domijan, "Evaluation and assesment of demand response potential applied to the meat industry," vol. 2012, no. 92.
- [25] Enova, "Beregning av energikostnader," [Online]. Available: http://www.nrk.no/contentfile/file/1.6937295!Enovas_beregning.pdf. [Accessed april 2013].
- [26] Nordiske seminar- og arbeidsrapporter, "Spesifikt energiforbruk i produksjonsprosesser," 1992.

- [27] M. Bröckl, I. Vehviläinen and E. Virtanen, "Examining and proposing measures to activate demand flexibility on the Nordic wholesale electricity market," Gaia Consulting Oy, Jussi Keppo, University of Michigan, 2011.
- [28] Store Norske Leksikon, "Treforedling," [Online]. Available: <http://snl.no/treforedling>. [Accessed april 2013].
- [29] NVE, "Energiinnhold og tetthet for energivarer," [Online]. Available: http://www.nve.no/PageFiles/3207/Omregning_energiinnhold250208.pdf?epslanguage=no. [Accessed april 2013].
- [30] Lisebø, "Alternativer til nettinvesteringer," 2011.
- [31] C. Grini, H.-M. Mathisen, I. Sartori and e. al., "LECO – Energibruk i fem kontorbygg i Norge," SINTEF Byggforsk, 2009.
- [32] E. Faria and S.-E. Fleten, "Day-ahead market bidding for a Nordic hydropower," 2009.
- [33] <http://www.ncesmart.com/Pages/Delprosjekter.aspx>.
- [34] Capgemini, Demand Responde: a decisive breakthrough for Europe,, 2008.
- [35] P. P. Narayana , "Unit Commitment—A Bibliographical Survey," *IEEE transactions on power systems*, 2004.
- [36] A. Faruqui and S. Sergici, "Household response to dynamic pricing of electricity-a survey of the experimental evidence," pp. 193-225, 2009.
- [37] H. Sæle , O. S Grande and I. Graabak, "Market Based Demand Response Research Project summary," p. 44, 2008.
- [38] "Styr Smart I Smartgrid". Prosjektet vil fokusere på sluttbrukeratferd som utgangspunkt for utvikling av teknologi og nye tjenester. Den viktigste konkrete langtidseffekten vil være å vise hvordan SmartGrid konseptet kan anvendes praktisk til en faktisk effektivisering av energiforvaltningen i hus og forretningsbygg og sikre gjennomgående lavere energiforbruk per individ i Norge ut i fra brukerdefinerte kriterier. Prosjektet vil således bidra til å etablere en ny type energisystemer og energiforvaltning som imøtekommer krav i neste generasjons klimaavtaler og energiforbruk(<http://www.ncesmart.com/Pages/StyrSmartiSmartGrid.aspx>)

- [39] M. Peng, L. Liu and C. Jiang, "A review on the economic dispatch and risk management of the large-scale plug-in electric vehicles (PHEVs)-penetrated power systems.," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1508-1515, 2012.
- [40] A. J. Conejo, J. M. Morales and L. Baringo, "Real-Time Demand Response Model," *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 236-242, 2010.
- [41] M. Stadler, "Modeling electric vehicle benefits connected to smart grids," *Vehicle Power and Propulsion Conference*, 2011.
- [42] C. Bang, F. Fock and M. Togeby, "The existing Nordic regulating power market," *FlexPower WP1-Report 1*, 2011.
- [43] L. Quentin, "Business Models for an Aggregator," *Master's Degree Project*, 2012.
- [44] J. Ikäheimo, C. Evens and S. Kärkkäinen, "DER Aggregator business: the Finnish case," *RESEARCH REPORT VTTR0696109*, 2010.
- [45] M. Bröckl, I. Vehviläinen and E. Virtanen, "Examining and proposing measures to activate demand flexibility on the Nordic wholesale electricity market," 2011 USA.
- [46] A. Agnetis, G. Dellino, G. De Pascale, G. Innocenti, M. Pranzo and A. Vicino, "Optimization models for consumer flexibility aggregation," *IEEE SmartGridComm*, 2011.
- [47] D. Kuhn, "Aggregation and discretization in multistage stochastic," 2006.
- [48] R. J. Bessa, M. A. Matos, F. J. Soares and J. . A. P. Lopes, "Optimized Bidding of a EV Aggregation Agent in the electricity market," *IEEE Transaction on Smart Grid vol.3 no 1*, 2012.

16 Vedlegg

16.1 Forklarende eksempel til restriksjon (8.34)

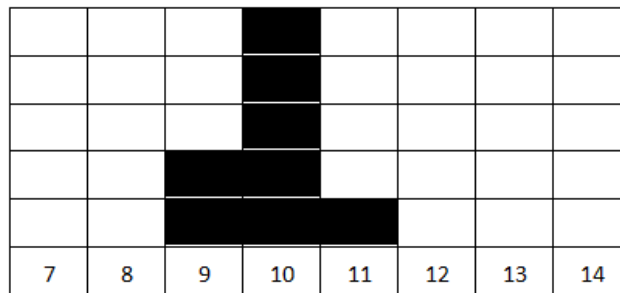
Anta at vi ser på en kunde med en last av flyttbar profil for periodene 9, 10 og 11 som er vist i figur 48. Diagrammet fra figuren under gir oss følgende parametere:

$T_{k,d,y,g}^{start} = 7$ Tidligste startperiode for flyttbar lastenhet d til system y i flytt g [periode]

$T_{k,d,y,g}^{end} = 14$ Seneste sluttperiode for flyttbar lastenhet d til system y i flytt g [periode]

$t_{k,d,y,g}^{start} = 9$ Startperiode for lastprognose av typen flyttbar profil d til system y i flytt g [periode]

$t_{k,d,y,g}^{end} = 11$ Sluttperiode for lastprognose av typen flyttbar profil d til system y i flytt g [periode]



Figur 48 Illustrasjon av flyttbar profil

Data for parameterne fører til at maksimalt antall flytt bakover er 2, mens maksimalt antall flytt fremover er 3. I tillegg finnes det en mulighet for at det ikke gjennomføres noen flytt i det hele tatt. Totalt antall flytt tilgjengelig er 6, der kun en av flyttene kan realiseres. Det vil opprettes en binær variabel til hvert flytt fra $\gamma_{k,d,y,g,-2,s}$ (2 flytt bakover) til $\gamma_{k,d,y,g,+3,s}$ (3 flytt fremover). Restriksjon (8.33) sørger for at kun 1 av flyttene velges.

I eksempelet har vi et bestemt volum (W_9, W_{10}, W_{11}) fra profilen i time 9, 10 og 11. Denne volumprofilen kan flyttes innenfor det oppgitte tidsintervallet fra time 7 til 14. Dersom den optimale beslutningen er å flytte profilen 2 timer bakover vil volumet i periode 9 flyttes til periode 7 ($w_7 = W_9$), W_{10} vil flyttes til periode 8 ($w_8 = W_{10}$) og volumet i periode 11 flyttes til time 9 ($w_9 = W_{11}$). Et slikt oppsett vil føre til en restriksjon gitt av:

$$\begin{aligned}
w_7 &= \gamma_{-2} \cdot W_9, \\
w_8 &= \gamma_{-2} \cdot W_{10} + \gamma_{-1} \cdot W_9 \\
w_9 &= \gamma_{-2} \cdot W_{11} + \gamma_{-1} \cdot W_{10} + \gamma_0 \cdot W_9 \\
w_{10} &= \gamma_{-1} \cdot W_{11} + \gamma_0 \cdot W_{10} + \gamma_1 \cdot W_9 \\
w_{11} &= \gamma_0 \cdot W_{11} + \gamma_1 \cdot W_{10} + \gamma_2 \cdot W_9 \\
w_{12} &= \gamma_1 \cdot W_{11} + \gamma_2 \cdot W_{10} + \gamma_3 \cdot W_9 \\
w_{13} &= \gamma_2 \cdot W_{11} + \gamma_3 \cdot W_{10} \\
w_{14} &= \gamma_3 \cdot W_{11}
\end{aligned}$$

Ved å sortere variablene får vi følgende resultat:

$$\begin{aligned}
w_7 &= \gamma_{-2} \cdot W_9, \\
w_8 &= \gamma_{-1} \cdot W_9 + \gamma_{-2} \cdot W_{10} \\
w_9 &= \gamma_0 \cdot W_9 + \gamma_{-1} \cdot W_{10} + \gamma_{-2} \cdot W_{11} \\
w_{10} &= \gamma_1 \cdot W_9 + \gamma_0 \cdot W_{10} + \gamma_{-1} \cdot W_{11} \\
w_{11} &= \gamma_2 \cdot W_9 + \gamma_1 \cdot W_{10} + \gamma_0 \cdot W_{11} \\
w_{12} &= \gamma_3 \cdot W_9 + \gamma_2 \cdot W_{10} + \gamma_1 \cdot W_{11} \\
w_{13} &= \gamma_3 \cdot W_{10} + \gamma_2 \cdot W_{11} \\
w_{14} &= \gamma_3 \cdot W_{11}
\end{aligned}$$

Fra likningssettet over er det viktig å huske at det bare er en flyttvariabel som skal ha verdien 1.

For å generalisere restriksjonen introduseres en teller i fra 0 til $T^{end} - T^{start}$ (i vil gå fra 0 til 7 i eksempelet over). Det gir følgende generiske likningssett for eksempelet over:

$$\begin{aligned}
w_7 &= \gamma_0 \cdot W_7 + \gamma_{-1} \cdot W_8 + \gamma_{-2} \cdot W_9 + \gamma_{-3} \cdot W_{10} + \gamma_{-4} \cdot W_{11} + \gamma_{-5} \cdot W_{12} + \gamma_{-6} \cdot W_{13} + \gamma_{-7} \cdot W_{14} \\
w_8 &= \gamma_1 \cdot W_7 + \gamma_0 \cdot W_8 + \gamma_{-1} \cdot W_9 + \gamma_{-2} \cdot W_{10} + \gamma_{-3} \cdot W_{11} + \gamma_{-4} \cdot W_{12} + \gamma_{-5} \cdot W_{13} + \gamma_{-6} \cdot W_{14} \\
w_9 &= \gamma_2 \cdot W_7 + \gamma_1 \cdot W_8 + \gamma_0 \cdot W_9 + \gamma_{-1} \cdot W_{10} + \gamma_{-2} \cdot W_{11} + \gamma_{-3} \cdot W_{12} + \gamma_{-4} \cdot W_{13} + \gamma_{-5} \cdot W_{14} \\
w_{10} &= \gamma_3 \cdot W_7 + \gamma_2 \cdot W_8 + \gamma_1 \cdot W_9 + \gamma_0 \cdot W_{10} + \gamma_{-1} \cdot W_{11} + \gamma_{-2} \cdot W_{12} + \gamma_{-3} \cdot W_{13} + \gamma_{-4} \cdot W_{14} \\
w_{11} &= \gamma_4 \cdot W_7 + \gamma_3 \cdot W_8 + \gamma_2 \cdot W_9 + \gamma_1 \cdot W_{10} + \gamma_0 \cdot W_{11} + \gamma_{-1} \cdot W_{12} + \gamma_{-2} \cdot W_{13} + \gamma_{-3} \cdot W_{14} \\
w_{12} &= \gamma_5 \cdot W_7 + \gamma_4 \cdot W_8 + \gamma_3 \cdot W_9 + \gamma_2 \cdot W_{10} + \gamma_1 \cdot W_{11} + \gamma_0 \cdot W_{12} + \gamma_{-1} \cdot W_{13} + \gamma_{-2} \cdot W_{14} \\
w_{13} &= \gamma_6 \cdot W_7 + \gamma_5 \cdot W_8 + \gamma_4 \cdot W_9 + \gamma_3 \cdot W_{10} + \gamma_2 \cdot W_{11} + \gamma_1 \cdot W_{12} + \gamma_0 \cdot W_{13} + \gamma_{-1} \cdot W_{14} \\
w_{14} &= \gamma_7 \cdot W_7 + \gamma_6 \cdot W_8 + \gamma_5 \cdot W_9 + \gamma_4 \cdot W_{10} + \gamma_3 \cdot W_{11} + \gamma_2 \cdot W_{12} + \gamma_1 \cdot W_{13} + \gamma_0 \cdot W_{14}
\end{aligned}$$

En ser fra likningssettet over at det produseres variable utenfor definisjonsområdet (gamma med indeks fra 4 til 7 og fra -3 til -7). Fra parameterne husker vi at maksimalt antall flytt bakover er 2 og maksimalt antall flytt fremover er 3. Får å løse problemet med gammaene innføres

telleren $t - T^{start} - i$ for å låse indeksen til å være mellom -2 og +3 i eksempelet over. Det gir oss den generiske restriksjonen (8.34).

16.2 Beregninger til forretningsmodell 2

Bidrag Matprodusent

Periode	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8	
1	0,63573	0,63573	0,176471	0,176471	0,176471	0,176471	0,63573	0,176471	
2	0,515251	0,515251	0,058824	0,058824	0,515251	0,058824	0,515251	0,058824	
3	0,058824	0,058824	0,058824	0,058824	0,515251	0,058824	0,058824	0,058824	
4	0,058824	0,058824	0,515251	0,058824	0,058824	0,058824	0,058824	0,058824	
5	0,058824	0,058824	0,630065	0,630065	0,058824	0,058824	0,058824	0,630065	
6	0,058824	0,058824	0,058824	0,859695	0,058824	0,859695	0,058824	0,859695	
7	0,058824	0,058824	0,058824	0,058824	0,058824	0,859695	0,859695	0,058824	
8	0,980174	0,176471	0,176471	0,176471	1,783878	0,176471	1,783878	0,176471	
9	1,783878	0,058824	0,058824	0,058824	1,783878	0,058824	0,058824	0,058824	
10	0,058824	0,058824	1,620722	0,058824	0,058824	0,058824	0,058824	0,176471	
11	0,058824	1,094989	1,94137	1,778214	0,058824	0,176471	0,176471	1,778214	
12	0,058824	0,859695	0,058824	2,013508	0,058824	1,778214	0,058824	1,778214	
13	0,176471	0,176471	0,058824	0,058824	0,176471	1,778214	1,778214	0,058824	
14	0,74488	0,058824	0,058824	0,176471	0,058824	0,058824	1,56176	0,058824	
15	0,859695	0,058824	0,176471	0,058824	0,058824	0,176471	0,058824	0,058824	
16	0,058824	0,058824	1,548584	0,058824	0,058824	0,058824	0,163295	0,176471	
17	0,058824	0,058824	1,548584	1,548584	1,548584	0,058824	0,058824	1,548584	
18	0,058824	0,058824	0,176471	1,783878	1,783878	2,352288	0,058824	1,783878	
19	0,058824	0,058824	0,058824	0,058824	0,058824	2,587582	1,783878	0,058824	
20	0,980174	0,176471	0,058824	0,058824	0,058824	0,058824	1,548584	0,058824	
21	0,865359	0,058824	0,176471	0,176471	0,176471	0,176471	0,176471	0,176471	
22	0,058824	0,630065	0,630065	0,058824	0,058824	0,058824	0,058824	0,058824	
23	0,058824	0,865359	0,630065	0,630065	0,630065	0,058824	0,058824	0,630065	
24	0,058824	0,058824	0,058824	0,630065	0,630065	0,058824	0,058824	0,630065	
Totalt bidrag	8,423965	6,012854	10,59412	11,28584	10,48497	11,86275	11,74793	11,16819	TOTALT
Senario %	0,1	0,1	0,15	0,15	0,1	0,15	0,15	0,1	
Forventet bidrag	0,842397	0,601285	1,589118	1,692876	1,048497	1,779412	1,76219	1,116819	10,43259

Tabell 28 Bidrag av fleksibilitet fra matprodusent

Bidrag Prosessindustri

Periode	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8	
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	25	25	35	25	35	25	25
9	0	0	25	25	35	25	25	25	25
10	0	0	0	0	10	2,479545	1,679545	1,444251	
11	0	0	0	1,156045	3,793082	2,757788	3,489957	1,888214	
12	0	0	0	0,123764	0	1,80923	3,714098	0	
13	0	0	0	1,978824	0	1,306801	0	0	
14	0	0	0	2,933583	0	3,168877	0	0	
15	0	0	0	3,15648	0	1,372892	0	0	
16	0	0	0	2,881605	0	3,264885	3,042767	1,481298	
17	0	0	0	0,756031	0	3,358463	3,358463	1,022235	
18	0	0	25	27,16152	25	65	35	26,22373	
19	0	0	25	25	25	65	35	25	
20	0	0	0	0	0	4,293787	0	0	
21	0	0	0	0	0	0	0	0	
22	0	0	0	0	0	0	0	0	
23	0	0	0	0	0	0	0	0	
24	0	0	0	0	0	0	0	0	
Totalt bidrag	0	0	100	115,1479	133,7931	203,8123	145,2848	107,0597	TOTALT
Senario %	0,1	0,1	0,15	0,15	0,1	0,15	0,15	0,1	
Forventet bidrag	0	0	15	17,27218	13,37931	30,57184	21,79272	10,70597	108,722

Tabell 29 Bidrag av fleksibilitet fra prosessindustri

Bidrag Kontorbygg

Periode	Senario 1	Senario 2	Senario 3	Senario 4	Senario 5	Senario 6	Senario 7	Senario 8	
1	0,847373	0,847373	0,847373	0,847373	0,847373	0,847373	0,847373	0,847373	
2	0,960973	0,960973	1,117974	0,960973	0,600604	0,600604	0,600604	0,600604	
3	1,101508	0,584139	0,584139	0,584139	1,101508	1,101508	1,101508	1,101508	
4	0,706838	1,224207	0,854739	1,224207	0,854739	0,854739	0,854739	0,854739	
5	1,494073	0,806522	1,494073	1,494073	1,494073	1,494073	1,494073	1,494073	
6	0,839144	0,519392	0,839144	0,839144	0,839144	0,839144	0,839144	0,839144	
7	0,934958	1,111129	0,934958	0,934958	0,934958	0,934958	0,934958	0,934958	
8	1,398259	1,398259	1,398259	1,398259	1,398259	1,398259	1,398259	1,398259	
9	1,300663	0,949508	0,949508	0,949508	1,300663	0,949508	0,949508	0,949508	
10	0,540184	0,608015	1,642156	0,608015	0,540184	0,842156	1,642156	1,642156	
11	0,41995	1,830221	0,352119	0,38005	0,41995	0,38005	0,352119	0,352119	
12	0,340529	0,272698	0,340529	1,177473	0,340529	0,272698	0,340529	0,340529	
13	1,224498	1,224498	0,323796	0,841218	1,224498	0,323796	0,323796	0,323796	
14	0,390533	0,390533	0,390533	0,390533	0,390533	0,390533	1,157761	0,390533	
15	0,338029	0,338029	1,210265	0,338029	0,338029	1,210265	0,338029	0,338029	
16	0,495936	0,495936	0,495936	0,112656	0,495936	0,495936	0,495936	1,052358	
17	0,590764	0,590764	1,160292	0,404261	1,160292	0,590764	0,590764	0,138057	
18	0,695213	0,695213	0,749219	1,50525	0,749219	2,060806	0,033608	1,771454	
19	0,197759	0,197759	0,92658	0,92658	0,92658	2,095643	1,540087	0,92658	
20	1,483735	1,483735	0,982932	0,982932	0,982932	0,982932	0,982932	0,982932	
21	1,052441	0,614225	1,052441	1,052441	1,052441	1,052441	1,052441	1,052441	
22	0,910573	0,910573	0,910573	0,910573	0,910573	0,910573	0,910573	0,910573	
23	0,673799	0,992867	0,673799	0,673799	0,673799	0,673799	0,673799	0,673799	
24	1,289215	1,289215	1,289215	1,289215	1,289215	1,289215	1,289215	1,289215	
Totalt bidrag	20,22695	20,33578	21,52055	20,82566	20,86603	22,59177	20,74391	21,20474	TOTALT
Senario %	0,1	0,1	0,15	0,15	0,1	0,15	0,15	0,1	
Forventet bidrag	2,022695	2,033578	3,228083	3,123849	2,086603	3,388766	3,111587	2,120474	21,11564

Tabell 30 Bidrag av fleksibilitet fra kontorbygg

Fordeling

	Bidrag av fleksibilitet [MW]	%-vis fordeling	Gevinst [NOK]
Matproduksjon	10,43	7 %	1022,583663
Prosessindustri	108,72	78 %	10656,73413
Kontorbygg	21,12	15 %	2069,715969
Totalt	140,27		

Tabell 31 Fordeling av gevinst mellom kunder