



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2019 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Lønnsomhetsanalyse av V2G-park

Ole Hoff

Industriell økonomi

Forord

Denne oppgaven markerer avslutningen på femårig mastergrad i industriell økonomi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU).

Veileder Thomas Martinsen fortjener mange takk for innsatsen, og for hyggelige møter og verdifulle tilbakemeldinger.

Takk også til Hafslund Nett, OnePark og FlightPark for data og Norsk elbilforening for innspill.

Til sist vil jeg gjerne takke Cathrine Marie Hansen.

Ole Hoff

Sammendrag

Økende energibehov og mål om å redusere klimagassutslipp presser frem endringer i energisektoren. Fra fossil til fornybar, fra forbrenningsmotor til elektrisk. Elektrifisering av bilparken er i gang i Norge. Den begynner å få fotfeste, og mange ser nå elbil som et reelt alternativ til bensin- og diesebil. En viktig årsak er at batteriene har fått betraktelig forbedret lagringskapasitet og levetid, samt at de går mye kjappere å lade. Så gode er batteriene blitt at det er synd de står mesteparten av tiden og venter på å bli brukt.

Det er her vehicle-to-grid (V2G) kommer inn i bildet. Man kan nemlig bruke batteriene selv om bilen står stille! Når behovet for energien er større i strømmettet enn i bilen, er det også en betalingsvillighet for dette i energimarkedene, og markedene trenger mer fleksibilitet. Og når prisen for energien er høyere i strømmettet enn fra bilbatteriet og du trenger energi, hvorfor ikke ta den fra bilen? Og hvis du har stort energibehov og mange biler, som for eksempel en flyplass og en flyplassparkering, kan denne fleksibiliteten kanskje hjelpe deg å holde kostnadene nede.

Denne oppgaven tar for seg bruk av elbiler som lastflyttere i strømmettet og verdien av dette ved å se for seg at flyplassparkeringen ved Oslo lufthavn (Gardermoen) brukes som et lokalt energilager for flyplassen. Ved å lade batteriene om natten når prisen og det lokale forbruket er lavt og la dem mate effekt tilbake til nettet på dagtid når prisen og forbruket er høyt, kan man spare betydelige summer i effekttariff. Kanskje nok til at det vil lønne seg å investere i utstyret som må til?

Ved å bryte et år med elforbruksdata for flyplassområdet ned i effekt- og energibehov på dags- og månedsbasis anslås området behov og V2G-koblede elbilers evne til å møte dette. Så beregnes nåverdien av kostnadsbesparelsen i effekttariff. Studien konkluderer med at det nok er litt tidlig for en slik storskala V2G-park, men at det kan ha mye for seg etter hvert som prisene på ladere faller og flere elbiler er kompatible med V2G.

Beregninger er gjort i Microsoft Office Excel og i Python.

Abstract

This thesis makes use of electricity consumption from Oslo Airport to estimate the value of Vehicle-to-grid (V2G) on the parking lot by the airport. Using Microsoft Office Excel and Python, the data is separated into the need for energy and the need for power. Present value for the project is calculated from the savings in demand rate. The study concludes that it's probably too early to make use of such a large scale V2G park, but that it may be viable when the costs for chargers decline and more vehicles are V2G compatible.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning	9
2. Bakgrunn.....	10
2.1. Kraftsystemet	10
2.2. Fornybar energi	12
2.3. Fleksibilitet	12
2.3.1. Batterier i distribusjonsnettet	13
2.4. Kraftpriser	13
2.4.1. Effekttariff.....	14
2.5. Elbil.....	15
2.5.1. Batterier.....	15
2.5.2. Lading	16
3. V2G (Vehicle-to-grid)	17
3.1. Konseptet	17
3.1.1. Reservoarprinsippet	19
3.2. Utbredelse av V2G.....	20
3.3. Prøveprosjekter	21
3.4. Virkningsgrad	21
3.5. Bruksområder.....	22
3.5.1. Effektutjevning (peak shaving).....	22
3.5.2. Reservemarkeder (frekvensstabilisering).....	22
3.5.3. Elektrisitetspris	22
3.5.4. Lokal nødstrømsforsyning	22
4. Metode	23
4.1. Estimering av områdets effekt- og energibehov	23
4.1.1. Effekt.....	24
4.1.2. Energi.....	25
4.2. Oppholdstid på parkeringsplass	27
4.3. Dimensjonering av V2G-park.....	27

4.3.1. Beregning av antall ladere	27
4.3.2. Beregning av antall biler	28
4.3.3. Tap	30
4.4. Inntekter	30
4.4.1. Effekttariff.....	30
4.5. Kostnadskomponenter.....	31
4.5.1. Kraftelektronikk og infrastruktur.....	31
4.5.2. Parkering og drift	31
4.5.3. Kostnad ved energitap.....	32
4.6. Økonomisk verdi av å utjevne forbruket (nåverdi).....	32
4.7. Romerike.....	33
5. Case Gardermoen.....	33
5.1. Oslo lufthavn.....	34
5.2. Parkeringsselskaper/-plasser	34
5.3. Elektrisitet i området.....	35
5.3.1. Strømnettet	35
5.3.2. Avinor	37
5.4. Laderens effektkapasitet	38
5.5. Bilenes energilagringsskapasitet	39
5.6. Kostnadsoversikt.....	39
5.6.1. Investeringskostnader	39
5.6.2. Løpende kostnader	39
5.7. Scenarier	40
6. Resultater	40
6.1. Estimering av områdets effekt- og energibehov	40
6.1.1. Effekt.....	40
6.1.2. Energi.....	43
6.2. Oppholdstid på parkeringsplass	45
6.3. Dimensjonering av V2G-park.....	45
6.3.1. Beregning av antall ladere	46
6.3.2. Beregning av antall biler.....	46
6.3.3. Tap	46
6.4. Inntekter	47

6.5. Kostnadskomponenter.....	47
6.5.1. Kraftelektronikk og infrastruktur.....	47
6.5.2. Parkering og drift.....	47
6.5.3. Energitap.....	47
6.6. Økonomisk verdi av å utjevne forbruket (nåverdi).....	47
6.7. Romerike.....	49
7. Diskusjon.....	50
7.1. Tolkning av energiforbruksdataene fra Hafslund.....	50
7.1.1. Scenario 1: Fullstendig utjevning av dagsforbruk.....	50
7.1.2. Scenario 2: Fullstendig utjevning av månedsforbruk.....	50
7.1.3. Felles for scenario 1 og 2.....	51
7.1.4. Romerike.....	52
7.2. Betragtninger knyttet til utnytting av ladere.....	52
7.4. Videre studier.....	53
8. Konklusjon.....	53
9. Referanseliste.....	54
Vedlegg 1: Effektkurve basert på trafikkdata.....	57
Vedlegg 2: Effektkurve basert på trafikkdata.....	59
Vedlegg 3: Effektkurve basert på trafikkdata.....	67

Figurer

<i>Figur 1: Overføringsnettets. (NVE).....</i>	<i>11</i>
<i>Figur 2. Reservoar. Størrelsen på reservoaret er stabilt fordi tilsig og frasisig er like store. I virkeligheten vil det være variasjoner gjennom året..</i>	<i>19</i>
<i>Figur3. I modellen deles bilene inn i to grupper: reservoaret (gruppe A), og strøm inn/ut (gruppe B).</i>	<i>28</i>
<i>Figur 4. Gardermoen og Romerike påvirker hverandre.....</i>	<i>33</i>
<i>Figur 5. Hovinmoen er i området markert «Sørvest» og «Nordvest».</i>	<i>36</i>
<i>Figur 6. Ringforbindelsen rundt Oslo lufthavn.....</i>	<i>37</i>
<i>Figur 7. Effektdifferanse mellom toppunkt og middelveier, månedsmaksimum.....</i>	<i>42</i>
<i>Figur 8. Spredning i effektbehov, Gardermoen, januar 2018.....</i>	<i>42</i>
<i>Figur 9. Total energiforbruk per måned ved Gardermoen for desember 2017 til november 2018.....</i>	<i>44</i>
<i>Figur 10. Månedenes største dagstopper [MWh] ved Gardermoen.....</i>	<i>44</i>
<i>Figur 11. Middelveier og dagstopper for effekt ved Gardermoen januar 2018.....</i>	<i>45</i>
<i>Figur 12.</i>	<i>58</i>

Tabeller

<i>Tabell 1. Hafslunds effekttariff. (Hafslund.).....</i>	<i>14</i>
<i>Tabell 2. Gjennomsnittlig antall passasjerer per time for 2017 (PAX per hour).....</i>	<i>38</i>
<i>Tabell 3. Samlestørrelser for effekt for strømforbruket ved Gardermoen. Dimensjonerende størrelser er uthevet i fet.</i>	<i>41</i>
<i>Tabell 4. Samlestørrelser for energi for strømforbruket ved Gardermoen per måned. Dimensjonerende størrelser er uthevet i fet.</i>	<i>43</i>
<i>Tabell 5. Relasjonen mellom midlere parkeringstid og utskiftning per døgn.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabell 6. Antall ladere som trengs for å møte flyplassens effektbehov i de to scenarioene. ...</i>	<i>46</i>
<i>Tabell 7. Antall biler som må til for å møte flyplassens energibehov avhenger i stor grad av midlere parkeringstid.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabell 8. Nåverdi av effekttariffbesparelsene.</i>	<i>48</i>
<i>Tabell 9 viser effektdata for Romerike.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabell 10 viser energiforbruksdata for Romerike.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabell 11.</i>	<i>58</i>

1. Innledning

Transportsektoren må gjennom en betydelig forandring fra fossil til fornybar energi om Norge skal møte internasjonale forpliktelser til kutt i klimagassutslipp.

Mye av den nye fornybare energiproduksjonen varierer med vær og vind, også i Norge. Det skyldes at en økende andel av produksjonen kommer fra uregulerbare kilder som sol-, vind- og elvekraft, og det skjer særlig på bekostning av regulerbar termisk elkraft fra kull-, gass- og kjernekraft.

I elkraftsystemet må det til enhver tid være likevekt mellom produksjon og forbruk. Strømforbruk varierer med tid på døgnet og sesongene, så systemet må være fleksibelt innrettet, for eksempel ved å styre produksjonen etter hvor mye som forbrukes.

Elektrifisering innebærer økt behov for elektrisk energi og spesielt effekt, og effektbehovet varierer betydelig over døgnet, og mellom årstidene. Det er ekstra kostnader forbundet med overføring av høy effekt, og man kan spare ressurser ved å redusere effekttoppene. For å redusere belastningen på strømmettet kan man for eksempel flytte forbruk vekk fra toppplasttimer, eller benytte lokale energilagere. Batterier er et eksempel på lokalt energilager, men batterier som leverer strøm til nettet er knapt i bruk i dag. Det skyldes relativt høye kostnader for batterier sammenlignet med andre fleksibilitetsløsninger, men prisene er avtagende.

Batteriene i elbiler er i så måte i særstilling. De er der først og fremst for å drive bilen, men siden bilen mye av tiden ikke er i bruk, og batteriene viser seg å ha svært lang levetid, kan man benytte dem som energilagere. Denne løsningen kalles vehicle-to-grid (V2G), og den går ut på at batteriene lades når etterspørselen i strømmettet er lav, og leverer energi tilbake til strømmettet når etterspørselen er høy.

Bilbatteriet tappes for energi når det leverer strøm til nettet, noe som legger føringer for impulsiv bruk av bilen. Enkelte steder er det derimot svært forutsigbart til hvilken tid bilen skal brukes, som for eksempel de reisendes parkering ved flyplasser.

Jeg lager meg følgende problemstilling:

Vil det være lønnsomt for en stor strømkunde eller et energiselskap å benytte elektriske biler parkert ved en flyplass som kilde til fleksibilitet i et fremtidig energisystem?

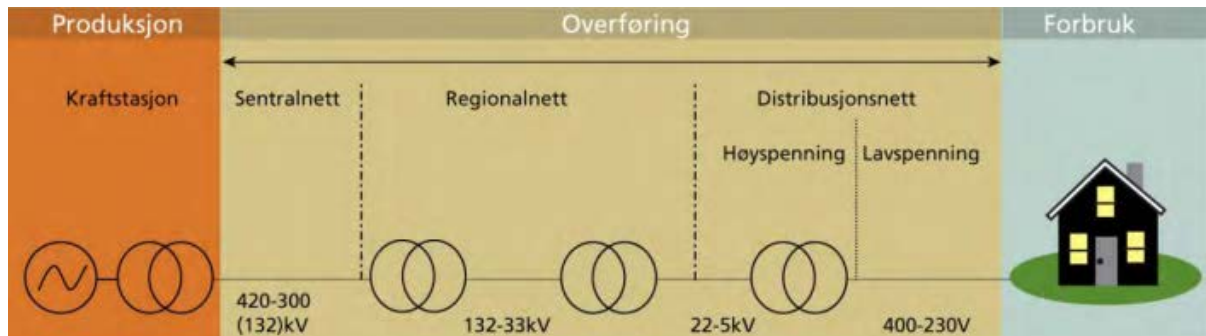
2. Bakgrunn

2.1. Kraftsystemet

Kraftsystemet er sammensatt. Det innbefatter blant annet kraftstasjoner, transformatorer og overføringsnett, men også markeder for kjøp og salg av elkraft, og krav til forsyningssikkerhet.

Overføringsnettet er tredelt: sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett, og de er inndelt etter spenningsnivå. Figur 1 viser en enkel skisse for kraftsystemet. Nettet er, som med mye infrastruktur, et naturlig monopol. Netteierne er enetilbydere av nett i hvert sitt område og har ansvaret for drift og utvikling av dette. I regional- og distribusjonsnettet er det til sammen over hundre nettselskaper. Sentralnettet, de lange overføringene mellom regionene og mellom Norge og utlandet, er det systemoperatøren (Transmission System Operator TSO) Statnett SF

som har ansvar for. Statnett har også ansvaret for at det er balanse mellom produksjon, forbruk og nettoeksport i Norge, og de samarbeider med systemoperatørene i Sverige, Danmark, Finland og Baltikum om det nordiske kraftsystemet.



Figur 1: Overføringsnett. (NVE)

Samfunnet er avhengig av en sikker strømforsyning. Evnen til å møte dette behovet kalles forsyningssikkerhet, og det omfatter både energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet (Energifakta Norge, 2019). Det er en rekke krav som må oppfylles for å gi tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Et eksempel fra ett av disse; kravet om leveringspålitelighet, er at strømmettet bygges etter N-1-kriteriet, som vil si at man kan få utfall av en del (for eksempel kraftlinje eller transformator) uten at forsyningen blir brutt. Om man faktisk bygger N-1 eller ikke, følger av en samfunnsøkonomisk vurdering. Kravet til spenningskvalitet er også relevant i denne sammenheng. At spenningen holder en forhåndsbestemt akseptabel frekvens, kurveform og effektivverdi er av betydning for spennings anvendelighet, for det påvirker funksjonsevnen og holdbarheten til elektrisk utstyr (NVE, 2019d).

Kraftsystemet må være i balanse. Det vil si at produksjon og forbruk til enhver tid må være like store. Avvik fra balansen ser man ved at frekvensen endrer seg. Ved 50 Hz er det nordiske kraftsystemet i balanse, med normaldrift mellom 49,90 og 50,10 Hz (Statnett, 2019).

Dimensjonering av strømmnett gjøres etter toppeffekt. Jo høyere toppeffekten er i et gitt nett, jo kraftigere dimensjonert må nettet være, blant annet med tykkere kraftlinjer.

2.2. Fornybar energi

Med unntak av regulerbar vannkraft gir energiutvinning fra fornybare kilder mer skiftende produksjon enn fra fossile kilder. Med fossile brensler kan man langt på vei styre produksjon etter etterspørsel. Fornybare kilder som sol og vind gir derimot begrenset mulighet til å øke produksjonen ved behov fordi man har ikke noe lager av “råstoff” man kan lage elektrisk energi av. For slike fornybare kilder lønner det seg til enhver tid å produsere så mye elektrisitet som produksjonsanlegget er dimensjonert for, for gjør man det ikke, går man glipp av denne energien.

2.3. Fleksibilitet

Behovet for elkraft varierer hele tiden. Det avhenger av folks behov og vaner. For eksempel er behovet større om morgenen når folk våkner, varmer varmtvann til å vaske seg og lager kaffe enn om natten når folk flest sover. Siden produksjon må være lik forbruk, er man nødt til å produsere mer elkraft når forbrukerne krever mer. Fleksibilitet er evne eller mulighet til tilpasning, og fleksibilitet er en forutsetning for et velfungerende kraftsystem. Statnett publiserte i 2018 en analyserapport kalt “Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018–2040” (Statnett, 2018), hvor de forventer økt knapphet på fleksibilitet de kommende 10–20 årene. Man forventer også økt prisvolatilitet som følge av større andel uregulerbar produksjon.

Fleksibilitet kan gis både fra forbruks- og produksjonssiden. Forbruksflytting fra topplast om morgen og ettermiddag til natt er et eksempel på forbruksfleksibilitet. Det er også forbruksfleksibilitet om en kunde har mulighet til ikke bare flytte, men kutte ut sitt forbruk i en periode, og større kunder kan inngå avtale med nettselskapene om å tilby slik fleksibilitet ved behov. På produksjonssiden kaller vi fleksibiliteten produksjonsreserver, og de er delt inn i tre typer avhengig av hvor lang oppstartstid de har før de leverer effekt; primærreserver, sekundærreserver og tertiærreserver. Primærreserver blir automatisk aktivert ved endring i frekvens, sekundærreserver har responstid på maksimalt to minutter og tertiærreserver har responstid opp mot 15 minutter. Det er egne markeder for disse tre reservene. Reservekraft i Norge kommer i hovedsak fra vannkraft, og rent teknisk benytter man både roterende

reserver der turbinen roterer uten generator koblet til og at kraftverkene ikke kjører på full effekt, slik at de kan øke produksjonen ved behov.

Batterilagring kan i prinsippet gi fleksibilitet til et system med uregulerbar produksjon. Om det bør brukes, er et prisspørsmål. Til nå har annen fleksibilitet vært billigere.

2.3.1. Batterier i distribusjonsnettet

Elektriske batterier som energilagere i kraftnettet har flere verdifulle bruksmåter for samfunnet, og de kan brukes til både frekvensstabilisering og lastflytting.

På oppdrag fra NVE i 2018 skrev DNV GL rapporten “Batterier i distribusjonsnettet” (DNV GL, 2018). Her drøftes batteriers virkemåte i nettet, blant annet som alternativ til tradisjonelle nettinvesteringer. Rapporten konkluderer med at batterier kan være et økonomisk gunstig alternativ til tradisjonelle nettinvesteringer. En viktig del av rapporten er diskusjonen om nettselskap bør eller ikke bør eie batterier. Av samfunnsøkonomiske årsaker ønsker man at nettselskapene ikke skal ha makt til å påvirke prisdannelsen i markedene. Det er derfor politisk bestemt at nettselskapene ikke også skal være kraftprodusenter (NVE, 2019b). Nettselskapene som eier store batterier, eller disponerer mange små i en V2G-park, kan potensielt bruke denne makten over tilbudet som eierskap til batteriene gir, til å påvirke prisene i egen favør.

2.4. Kraftpriser

Totalprisen på elkraft består normalt av tre ledd: kraftpris, nettleie og avgifter. Noe næringsvirksomhet har avgiftsfritak eller reduserte satser. Kunder over en viss størrelse betaler en effektavhengig nettleie kalt effekttariff. Netteier kan i tillegg kreve anleggsbidrag dersom det er behov for å foreta særskilte investeringer for å møte kundens behov.

Mer utstrakt bruk av effektkrevende komponenter (elbil, induksjonstopp m.m.) enn tidligere, og mer avansert måleutstyr (AMS utgjør 97 prosent av norske målepunkt per 1. jan 2019

(NVE, 2019c)), gjør at NVE ser behov for å gjøre endringer i prissystemet for elkraft. Den tradisjonelle måten å møte effektbehov på er å bygge ut eller forsterke strømmettet. Dette er en kostbar løsning som forbrukerne må betale for gjennom nettleien. Hvis man i stedet kan bruke prisene til å få forbrukerne til å endre forbruksmønster, får man bedre ressursutnyttelse, og man trenger ikke bygge ut like mye nett. Av den grunn utarbeider NVE nå en ny nettleiestruktur som etter planen skal på høring høsten 2019 (NVE, 2019a).

2.4.1. Effekttariff

Hafslunds effekttariff, vist i tabell 1, beregnes på månedsbasis etter klokketimen med høyest middeleffekt den aktuelle måneden. Altså ikke nødvendigvis en absolutt effekttopp, men en middeleffekt for en klokke-time.

Bedrift - effekttariff måned (timesmålte anlegg)			
	Lavspenning	Fellesmåling	Høyspenning
Fastledd	340 kr/mnd	1 065 kr/mnd	900 kr/mnd
Effektledd* - vinter 1 (jan, feb og des)	150 kr/kW/mnd	150 kr/kW/mnd	122 kr/kW/mnd
Effektledd* - vinter 2 (mar og nov)	80 kr/kW/mnd	80 kr/kW/mnd	52 kr/kW/mnd
Effektledd* - sommer (apr - okt)	23 kr/kW/mnd	23 kr/kW/mnd	17 kr/kW/mnd
Energiledd* - vinter (jan - mar og nov - des)	7,00 øre/kWh	7,00 øre/kWh	3,50 øre/kWh
Energiledd* - sommer (apr - okt)	3,90 øre/kWh	3,90 øre/kWh	1,8 øre/kWh

Tabell 1. Hafslunds effekttariff. (Hafslund.)

Bedriftsøkonomisk sett er effekttariff en merkostnad som tilfaller en liten andel av totalenergiforbruket (toppene).

Samfunnsøkonomisk kan man se det slik at effekttariffen reflekterer kostnaden ved høy belastning av strømmettet, og potensielt også kostnader ved utvidelse av strømmettet. Det er en prisstruktur som gjør at de som krever høy effekt, betaler det det koster ekstra.

2.5. Elbil

De siste årene har det blitt stadig flere elbiler i Norge. Det skyldes nok i stor grad de betydelige økonomiske insentivene gjennom en rekke avgiftsfritak for kjøp og bruk av elbil (Norsk elbilforening, 2019). Som en del av regjeringens klima- og miljøpolitikk har regjeringen som mål for 2025 at “Nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy” (Meld. St. 33 (2016–2017)). Dersom dette følges opp, kan man forvente at de fleste biler man finner på veiene etterhvert blir elbiler. Ved inngangen til 2019 var det 195 351 el-personbiler registrert i Norge, en økning på 40,1 prosent på ett år og 999,3 prosent siden 2013 (SSB, 2019a). El-personbiler utgjør da rundt 7 prosent av bilparken (SSB, 2019b). Markedsandelen for nullutslippsbiler av nybilsalget var i 2018 31,2 prosent (OFV, 2019a) og har de første månedene av 2019 ligget høyere enn dette (OFV, 2019b).

2.5.1. Batterier

Batteriet i elektriske biler består oftest av flere hundre eller tusen battericeller av typen litium-ion (Li-ion) pakket sammen i en enhet som gjerne blir kalt en batteripakke. Battericellene serie- og parallellkobles slik at batteripakken får energilagringsskapasitet og utgangsspenning tilpasset bilen den skal brukes i. Li-ion er en samlebetegnelse for flere batterikjemier, med litt forskjellige egenskaper hva angår blant annet levetid og evne til å levere effekt.

Energitettheten (Wh per liter) i batterier er betraktelig forbedret i senere år – særlig med overgangen til Li-ion. I tillegg til å ha høy energitetthet har Li-ionbatterier lavere massetetthet (kg per kubikkmeter) enn alternative teknologier, noe som sparer vekt og dermed øker elbilenes rekkevidde.

Batterier har begrenset levetid. Elbilprodusenter garanterer som regel at minst 70 prosent av batterikapasiteten skal være igjen etter 7–8 års bruk og 100 000 til 200 000 km kjørt. I forskningslitteraturen angis levetiden gjerne i antall sykluser – det vil si hvor mange opp- og utladninger batteriet tåler. Swierczynski 2015 tallfester sammenhenger mellom lagringstemperatur, lagringstid, antall sykluser og endring i lagringsskapasitet i en bestemt type Li-ion kalt LiFePO₄/C, som er en kjemi godt egnet til bruk i elbil. Studien viser at med god temperaturkontroll og State of Charge (SoC – det vil si hvor mange prosent av fulladet

batteriet er) i intervallet 25 til 75 prosent kan man oppnå oppunder 8000 sykluser fra disse batteriene (Swierczynski et al., 2015).

Et illustrerende regneeksempel kan være at batteriet koster 50 000 og har en levetid på 1000 sykluser. Da blir kostnaden 50 kr per syklus, som i mange tilfeller er betydelig mindre enn døgnpris for parkering. Hvis det derimot skulle holde 8000 sykluser, som Swierczynski antyder, blir kostnader 6,25 kr per syklus. Regneeksemplet indikerer at slitasjekostnaden er i en størrelsesorden som det skulle være mulig å kompensere bileier for ved for eksempel redusert parkeringsavgift. Bilene i V2G på en flyplassparkering vil få omtrent en syklus per døgn, og oftest vil ikke flyplassen trenge å tappe batteriene helt.

Prisene for Li-ion-batterier er sterkt fallende, 85 prosent fra 2010 til 2018 (Baker, 2019), noe som påvirker både produksjonskostnadene til elbiler og kostnaden ved å bytte batteri om det skulle bli nødvendig.

De fleste av dagens elbilbatterier har energilagringsskapasitet på mellom 20 og 100 kWh. Kapasitetsøkning har i mange år vært sett som nødvendig for å gi elbilene stor nok kjørerekkevidde til å konkurrere med biler med forbrenningsmotor, men hurtigere lading og flere ladeplasser er nå kanskje vel så viktig som batterikapasitet for å styrke elbilene i konkurransen. Ekstra kapasitet er ofte forbundet med flere battericeller, og dermed større masse og høyere innkjøps- og brukskostnad. Hurtigere lading kan derfor være et bedre alternativ enn større batteri for å øke bilens praktiske rekkevidde.

2.5.2. Lading

At det tar så mye lenger tid å lade elbilen enn å fylle drivstofftanken har vært et ankepunkt mange har hatt mot elbiler. Der hvor tankingen er unnagjort på få minutter, har batteriladingen tatt mange timer. Mye har skjedd de siste årene for å få ned ladetiden. Hurtigludere som leverer høyere ladespenning, høyere strøm og effekt, og mer avansert ladestyring i bilene har gjort det mulig å lade 20 kWh på ned mot ti minutter for enkelte biler (Fjordkraft, 2019).

Hurtiglading av elbil krever høy effekt – høyere enn det en vanlig husholdning er tilpasset. Kostnadene knyttet til installasjon av slik høy effektkapasitet er såpass høye at det er en mindre lønnsom investering for private husholdninger. Hvis man går over til effekttariffbasert prising også for husholdningene blir det enda mindre attraktivt å installere hurtiglader hjemme til eget bruk.

Eksterne ladere omformer vekselstrøm fra strømmettet til likestrøm, og leverer likestrøm til bilen gjennom ladekabelen. Hurtiglading skjer som regel med DC og hjemmelading med en fase AC som ombordladeren i bilen omdanner til DC. Lading kan i prinsippet også gjøres kontaktløst ved induksjon (inductively coupled power transfer – ICPT), men dette er foreløpig lite utbredt. Det finnes noen ulike ladepluggstandarder på markedet, som forskjellige bilmerker har gått sammen om. Mer om dette i kapittel 3.2.

3. V2G (Vehicle-to-grid)

3.1. Konseptet

V2G skiller seg fra ordinær «enveis» lading ved at bilen kan levere effekt til strømmettet – det motsatte av hva som skjer når man lader. V2G gjør det derfor mulig å utnytte kapasiteten i elbilens batterier selv når bilene står parkert. Dette er kapasitet som i samme tidsrom ellers ville blitt stående ubrukt. Biler er kjøretøy, laget for å kjøres med, men mange står parkert mye av tiden. Det viser seg at batteriene holder lenge, gjerne vel så lenge som bilene. V2G som konsept baserer seg således på det man i økonomifaget kaller ledig eller ubenyttet kapasitet. Batteriene kan eventuelt bli tatt i bruk i annen anvendelse etter at bilen er kassert, men her har V2G en fordel, for bruk av batteriene har større verdi nå enn når bilene kasseres om ti–tjue år.

Konseptet V2G er ikke helt nytt. Web of Science gir treff på «V2G» tilbake til 2004. Riktignok bare ett treff (Sutanto, D, 2004) dette året og to treff året etter, begge av Willett Kempton og Jasna Tomic. Disse tidlige artiklene tar for seg å skissere konseptet og utforske mulig lønnsomhet.

Sett fra et fleksibilitetsperspektiv gjør V2G det mulig å utnytte strømmettet, både dagens og fremtidens, bedre ved å kunne overføre mer energi per døgn, sesong og år. Den ledige kapasiteten i batteriene kan potensielt (delvis) erstatte dyre nyinvesteringer i nett og produksjon (ved å glatte, gi fleksibilitet). Batterier har kjapp responstid og skulle kunne brukes på lik linje som roterende reserver. Det ville dessuten være samfunnsøkonomisk gunstig om man kan redusere behovet for aggregatorer som fordyrende mellomledd.

Ulemper ved V2G er at økt bruk av bilens batteri kan føre til ekstra batterislitasje, at ladere for V2G er dyrere i innkjøp enn vanlige ladere, og den totale energietterspørselen øker fordi all batterilagring har energitap.

Vi ser at elbiler kommer for fullt. Batterier blir billigere og bedre. At, eller om, biler flest gjøres V2G-kompatible fra fabrikk er mindre sikkert, men teknologien blir stadig mer moden for V2G, og behovet for fleksibilitet er betydelig.

Det er flere mulige strategier for bruk av V2G. Mange enheter samlokalisert/sentralisert, eller mange enheter spredt over et stort område. Bilpark/en flåte av biler, som ved flyplass, er én. V2G i hjemmet, ved arbeidsplassen, på parkeringsplasser i bygater, er andre. De skiller seg fra hverandre særlig ved hvor spredt i nettet de er og hvor mye hver bil bidrar per gang den er tilkoblet. (Felles for løsningene er at de benytter bilens batteri til å levere energi til nettet.)

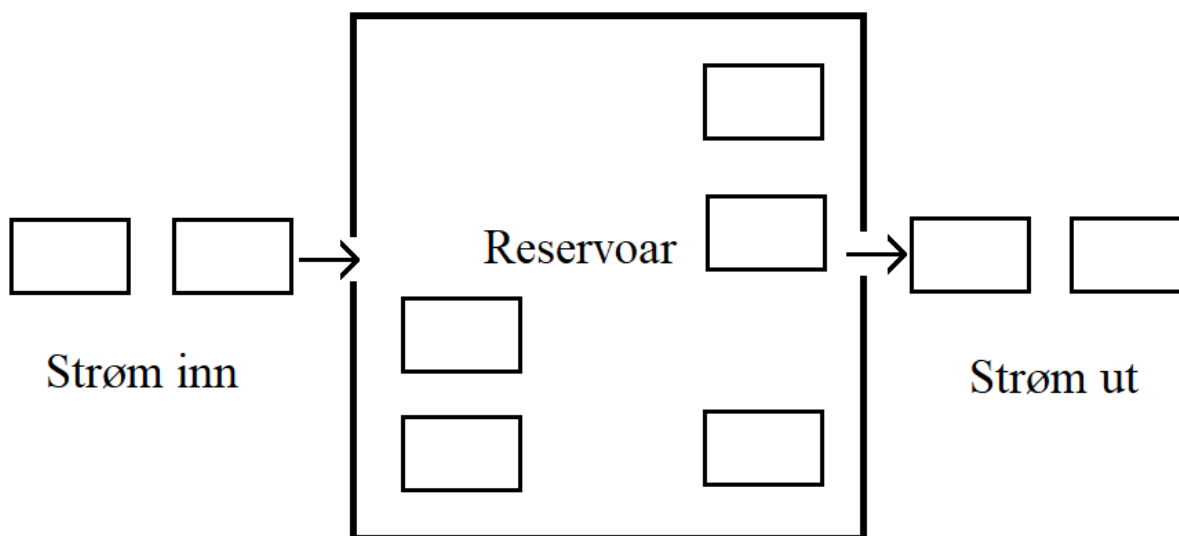
Generelt kan V2G bidra med forbruksflytting, korttidslagring av energi og regulerkraft, som beskrevet i kapittel 2.3 om fleksibilitet. V2G kan brukes til både oppregulering og nedregulering, og reagerer svært kjapt. Om eller på hvilken måte V2G er lønnsomt, avhenger av prisene på frekvens- og spenningsregulering, energi, effekttariff osv.

For at V2G skal få noen særlig utbredelse må elbileierne ha gode nok insentiver til å tillate denne ekstra bruken av bilbatteriet. I tillegg til økonomiske insentiver bør V2G-parkering gjøres bekvemmelig for bileier ved at bilen er klar til bruk (ønsket SoC) når eier henter den, slik som i danske Parker project (Andersen et al., 2019) hvor kunden via en app på mobilen kan bestemme innen hvilket klokkeslett bilbatteriet skal ha en bestemt SoC. Man kan også tenke seg andre eierstrukturer, som for eksempel at batteriet ikke er eid av bileieren (Coyne, 2018).

Det er prinsipielle likheter mellom V2G og det som kalles plusskundeordning, som flere kraftselskaper tilbyr. Hvis man for eksempel installerer solceller på taket hjemme, kan man da levere effekt til nettet og få betalt for det man ikke bruker selv. Til dette trenger man en DC/AC-inverter som leverer sinusspenning tilpasset nettets. Om strømmen kommer fra solceller eller elbil går for det samme. En vesentlig forskjell er det likevel: at elbilen ikke er et kraftverk.

3.1.1. Reservoarprinsippet

En elbilpark koblet til strømmettet ved V2G kan ses som ett stort batteri. Størrelsen på dette batteriet varierer naturlig nok med hvor mange biler som er parkert og lagringskapasiteten i hver av bilene. Siden V2G-parken vi ser for oss på Gardermoen, består av så mange biler, kan vi anta at disse variasjonene er neglisjerbare. Parken kan da ses som et reservoar (pool) bestående av et relativt stabilt antall biler, selv om det hvert døgn er biler som kommer til og som forlater. I løpet av en periode er potensiell energi lagret i reservoaret, og det er en strøm inn og en strøm ut – en analogi her til for eksempel regulerbar vannkraft. Prinsippet er illustrert i figur 2.



Figur 2. Reservoar. Størrelsen på reservoaret er stabilt fordi tilsig og frasis er like store. I virkeligheten vil det være variasjoner gjennom året..

3.2. Utbredelse av V2G

Per 2019 er V2G kun testet i prøveprosjekter. Konseptet er ikke allment tatt i bruk noe sted, og det er et fåtall bilprodusenter som tilbyr V2G-kompatibilitet. Teknologien eksisterer, så det er mer et spørsmål om kostnader og alternativer.

Det er særlig biler fra japanske produsenter, som bruker den japanske ladepluggstandarden CHAdeMO (CHarge de MOve), som er V2G-kompatible. Den europeiske standarden CCS (Combined Charging System) tilbyr også likestrømskobling mellom bil og ekstern lader, og biler med CCS skal etter planen være tilpasset V2G fra rundt 2025 (Valle, 2019).

Den japanske bilprodusenten Nissan lanserte i 2012 sitt system "LEAF to Home", som gjør det mulig å bruke energien fra bilbatteriet i hjemmet. Generelt kalles slike systemer vehicle-to-home (V2H).

Forbrukernes insentiver er selvsagt av betydning for om desentralisert V2G (ikke park, men en bil her og en bil der) er interessant. Hvis den privatøkonomiske lønnsomheten skal avhenge av energiprisforskjell gjennom døgnet, er det ikke alle områder i verden hvor prisforskjellen er stor nok til å oppnå gevinst ved kjøp og salg. Noen steder, slik som i Danmark, kan behovet for frekvensstabilisering være stort nok til at V2G kan være lønnsomt for forbrukere, iallfall for et visst antall.

Felles for sentralisert og desentralisert er at det er en fordel om det er mange biler som deltar, for da trengte ikke bidraget fra hver bil å være like stort. Sett fra nettets side har det da mindre å si om én bil kobler til eller fra.

En ting er sikkert med elbiler: Det kommer til å være behov for lading, og da kommer bilene til å være koblet til strømmettet. Når det blir mange elbiler krever V2G potensielt mindre av hver bil, slik at hver bil ikke trenger å utlades like mye hver gang. Biler som er til privat bruk, står parkert mye av tiden, og aktiv bruk av batteriet ved V2G kan potensielt redusere husholdningenes strømutfgifter og slik veie noe opp for eventuell batterislitasje og ubeleilighet.

Det er verd å nevne at det er tilrettelagt for V2G iallfall to steder i Oslo: i et ladeanlegg i Forskningsparken og ladegarasjen Vulkan. Vulkananlegget har også en 50 kWh batteripakke til toppplastavlastning og fasebelastningsutjevning.

3.3. Prøveprosjekter

Det har de senere årene vært gjennomført flere prøveprosjekter med V2G.

Norsk elbilforening har foreløpig lite info om V2G, men viser gjennom personlig kontakt med dem til erfaringer fra Statsbyggs prosjekt Campus Evenstad, hvor visstnok ingen i Norge kunne tilby V2G-teknologien (Statsbygg, 2018).

Prøveprosjektet Parker project i Danmark baserer seg på frekvensregulering, og består av 10 biler av den elektriske varebilen Nissan e-NV200. Bilprodusentene Nissan, Mitsubishi og Groupe PSA er involverte i prosjektet. I sluttrapporten for prosjektet, som ble avsluttet i 2018, melder de at de høye kostnadene til toveisladerene påvirket lønnsomheten betraktelig, men at prisene på disse kan forventes å falle og at energitapet i fremtidige ladere også kan bli mindre (man hadde et tap på 30 prosent i Parker project) (Andersen et al., 2019).

Fabrikkgarantien for bilene og batteriene som deltar i Parker Project er etter avtale med Nissan uberørt, så lenge det ikke lades/utlades for raskt (10 kW maks, på grunn av at batteriet ellers får for høy temperatur), og at det ikke lades for mye opp eller ut.

Nylig har Renault produsert noen forsøkseksemplarer av sin ZOE, som har innebygget V2G-lader CCS-kobling (Type 2) (Renault, 2019).

3.4. Virkningsgrad

Overføring av energi, slik som ved lading og utlading av batterier, skjer ikke uten energitap. Motstand i ledere og komponenter fører til temperaturøkning og varmetap. I et V2G-system kommer man derfor ikke til å kunne levere like mye energi til nettet som man har brukt til å lade opp bilbatteriene, men kun en andel av denne. Denne andelen kalles systemets virkningsgrad, og angis i prosent eller som et tall mellom 0 og 1.

Jo høyere virkningsgrad, jo mindre blir tapet, og jo mindre må man kompensere for dette med antall biler.

3.5. Bruksområder

3.5.1. Effekttutjevning (peak shaving)

Ved lastflytting kan man senke effekttoppene og heve bunnene. Det gir mer effektiv bruk av strømmettet.

3.5.2. Reservemarkeder (frekvensstabilisering)

En V2G-park kan delta i reservemarkeder (se 2.3) og bidra til frekvensstabilisering ved å mate effekt til nettet når frekvensen i nettet faller under 50,00 Hz og å tappe effekt (lade batteriene) når frekvensen er over 50,00 Hz. Svært kjapp responstid gjør V2G egnet som primærreserve.

3.5.3. Elektrisitetspris

Elspotprisen varierer. Ved store nok døgnvariasjoner kan det være penger å tjene på å lade opp batteriene når prisen er lav og selge strømmen tilbake til nettet igjen når prisen er høy. I tillegg til at privatpersoner og foretak kan nyte godt av dette, har det også en samfunnsøkonomisk side ved at man kan lagre billig produsert fornybar energi, som vind- og solenergi. Energi som man ellers ikke ville klare å benytte.

3.5.4. Lokal nødstrømsforsyning

En elbilpark kan fungere som lokal nødstrømsforsyning. Sandefjord lufthavn Torp hadde strømbrudd 23.11.2018 (Stensholt & Stangenes, 2018).

4. Metode

Formålet med lønnsomhetsanalysen (casestudien) er å belyse viktige sider ved V2G, se om V2G er egnet som fleksibilitet til en flyplass og å anslå verdien av denne fleksibilitetsløsningen.

Denne analysen er ikke altomfattende, den avgrenser seg til å beregne verdien av én spesiell anvendelse av V2G-teknologien, nemlig effektutjevning (peak shaving). Verdi av og egnethet for regulering av kraftnett er ikke vurdert.

1. Estimere områdets effekt- og energiforbruk. Dette gjøres for å ha et grunnlag for dimensjonering.
2. Estimere (gjøres antakelser om) bilenes oppholdstid på parkeringsplassene. Lengden på parkeringsoppholdet er relevant for hvor mye hver bil kan bidra til toveislading.
3. Estimere hvor stor effekt som må kunne leveres lokalt av bilparken for å holde områdets effektforbruk fra netteiers nett konstant.
4. Estimere hvor stort energilager parken må være. Også dette for å holde områdets effektforbruk fra netteiers nett konstant.
5. Beregne antall ladere basert på effektbehovet.
6. Beregne antall biler basert på energibehovet.
7. Beregne energitap
8. Beregne kostnadsbesparelser fra effekttariff
9. Beregne nåverdien av disse

4.1. Estimering av områdets effekt- og energibehov

Behovet som V2G-parken skal møte, er ikke det samme fra dag til dag. Det er heller ikke det samme fra sesong til sesong og fra år til år. Avinors elkraftforbruk har i flere år vært økende. Hva behovet blir i fremtiden er derfor uvisst, men jeg bruker historiske data fra Avinor og Hafslund Nett

netteier har gitt meg innsikt i forbruksdata på timesnivå for tolv måneder i perioden fra og med desember 2017 til og med november 2018.

4.1.1. Effekt

Effekten bilparken kan levere, avhenger av hvor mange toveisladere den består av og hvilken effekt hver av disse kan levere. Gitt at hver lader i parken er koblet til minst én bil med batteri som ikke er utladet, skal parken kunne levere en effekt lik produktet av laderens effektkapasitet og antallet ladere.

Dags- og månedsmiddelverdier for energiforbruk gir en beskrivelse av Under vises likninger for beregning av middelverdier fra timesdata for energiforbruk.

Middelverdi for dagsforbruk

$$\bar{P}_{dag} = \frac{1}{24} \sum_{i=0}^{23} P_i \quad (1)$$

der P_i er gjennomsnittseffekten per time i i løpet av en dag.

Middeleffekt for månedsforbruk

$$\bar{P}_{dag,m} = \frac{1}{24n} \sum_{i=1}^n \sum_{j=0}^{23} P_{ij} \quad (2)$$

der m betegner at dette er månedsverdier, n er antall dager i måneden, P_{ij} er gjennomsnittseffekten per time j for dag i .

Middelverdiene over kan så brukes til å definere og finne det effektbehovet som er relevant for dimensjoneringen av V2G-parken, nemlig differansen mellom toppunkt og middelverdi. Målet med dimensjoneringen er å ha tilgjengelig tilstrekkelig effekt til at forbruket for en ønsket periode blir helt jevnt.

Likning 3 viser dimensjonerende effektdifferanse for dagsutjevning av forbruket.

$$\Delta P_{dd} = P - \bar{P}_d \quad (3)$$

der ΔP_{dd} er differansen mellom dagens effekttopp, P , og middeleffekten samme dag, \bar{P}_d . dd indikerer at dette er differansen mellom dagsverdi og dagssnitt.

Likning 4 viser dimensjonerende effektdifferanse for månedsutjevning av forbruket.

$$\Delta P_{dm} = P - \bar{P}_m \quad (4)$$

der ΔP_{dm} er differansen mellom dagens effekttopp, P , og middeleffekten for tilhørende måned \bar{P}_m . dm indikerer at dette er differansen mellom dagsverdi og månedssnitt.

4.1.2. Energi

Det er viktig at parken er dimensjonert for å levere høy nok effekt, men for fullstendig utjevning av forbruket er det også nødvendig at tilstrekkelig effekt kan leveres over tid – hele den perioden forbruket er høyere enn middelforbruket. Denne egenskapen er bestemt av hvor mye energi som totalt er lagret i parkens batterier. Derfor blir det også nødvendig å finne dimensjonerende dagsbehov for energi. Dette gjøres på forskjellig vis avhengig av om det er dagsforbruket eller månedsforbruket man ønsker å utjevne.

For utjevning av dagsforbruket er dimensjonerende dagsbehov for energi summen av dagens merforbruk i topplasttimer minus dagens middolverdi, hvor topplasttimer er timene med energibehov større enn dagens middelforbruk (middelbehov).

$$E_{dd} = \sum_{i=1}^n E_i - \bar{E}_d \quad (5)$$

der E_{dd} er dagsbehovet for energi, E_i er timesverdi for energi, \bar{E}_d er dagssnittet for den aktuelle dagen og n er antallet timer dette døgnet hvor energi per time > dagssnitt. dd indikerer at dette er differansen mellom dagsverdi og dagssnitt.

For utjevning av månedsforbruket er dimensjonerende dagsbehov for energi er summen av dagens forbruk i topplasttimer minus månedens timesmiddelverdi, hvor topplasttimer er timene med energibehov større enn månedens timesmiddelforbruk.

$$E_{dm} = \sum_{i=1}^n E_i - \bar{E}_m \quad (6)$$

der E_{dm} er dagsbehovet for energi, E_i er timesverdi for energi, \bar{E}_m er timesnittet for måneden og n er antallet timer dette døgnet hvor energi per time > månedssnitt. dm indikerer at dette er differansen mellom dagsverdi og månedssnitt.

Månedens energibehov kan uttrykkes

$$E_m = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^n E_{ij} - \bar{E}_m \quad (7)$$

der k er antall dager i måneden, n er antallet timer i døgn i hvor energi per time > timesnittet for måneden, \bar{E}_m , og E_{ij} er energien i time j for dag i .

På morgenen etter en natt med lading kan parkens energikapasitet (størrelse på energilager) beskrives

$$E_{total,maks} = \bar{e}_{batteri} \sum_{i=1}^n b_i \quad (8)$$

der $\bar{e}_{batteri}$ er batterienes midlere energilagringkapasitet, b_i representerer hver bil og n er antallet biler i parken.

4.2. Oppholdstid på parkeringsplass

For å estimere andelene stasjonære og mobile (værende og forlatende) i reservoaret, bruker jeg data for midlere oppholdstid på de forskjellige parkeringsområdene og regner om denne til en utskiftningsrate. Utskiftningsraten beskriver så andelen av bilene i reservoaret som er stasjonære og mobile. På døgnbasis kan man se det som at én andel av bilene skiftes ut, én gjør det ikke. Hvor store andelene blir, avhenger av midlere oppholdstid.

$$\beta = \text{Utskiftning per døgn} = \frac{1}{\text{midlere oppholdstid (målt i døgn)}} \quad (9)$$

som er et tall mellom 0 og 1.

4.3. Dimensjonering av V2G-park

Dimensjoneringen går ut på å anslå hvor mange ladere og biler V2G-parken må bestå av for å møte flyplassens effekt- og energibehov (fleksibilitetsbehov). Energitapet kan modelleres som bestående av to deler: flyplassens behov og bileiers behov. I tillegg kommer energitapet knyttet til energioverføringen ved V2G. Flyplassens behov er beskrevet av forbruksdataene fra Hafslund, bilenes behov avhenger av antallet biler i parken, og tapet avhenger av både flyplassens og bilenes behov.

Jeg antar at alle bilene i V2G-parken står parkert og lader over natten, og at tappingen av batteriene fordeles slik at alle ladere er i bruk og kan tilby makseffekt ved behov. Andelen biler som blir værende til neste døgn, har all sin energilagringsskapasitet tilgjengelig for V2G.

4.3.1. Beregning av antall ladere

Behovet for antall ladere følger av parkens effektbehov og laderenes effektkapasitet. Som en forenkling så forutsetter jeg at alle laderne er klare til bruk ved behov. I praksis kan det være grunner til at ikke alle laderne er klare til bruk, men jeg ser altså bort fra den problemstillingen. Jeg lar det også være en forutsetning at hver lader kan betjene flere biler, slik at laderne ikke blir stående ubrukt, og at man i dimensjoneringen ikke er bundet til et bestemt forholdstall mellom antall ladere og antall biler.

Antall ladere beregnes

$$\text{Antall ladere} = \frac{\text{Effektbehov}}{\text{Effektkapasitet per lader}} \quad (10)$$

4.3.2. Beregning av antall biler

Man kan tenke på V2G-parken som bestående av to grupper biler: de som forlater parken samme døgn (gruppe B) og de som blir værende (gruppe A). De som blir værende, er fullt tilgjengelig for V2G, mens de som drar, ikke er det. Kanskje kan de bidra noe, men jeg antar først at de ikke kan det. Begge gruppene skal lades hvert døgn, så man kan si at gruppene har hvert sitt energibehov. Energibehovet til gruppe A settes lik flyplassens fleksibilitetsbehov. Energibehovet til gruppe B avhenger av hvor mange biler den utgjør, som igjen avhenger av bilenes midlere oppholdstid på parkeringsplassen, representert ved utskiftning per døgn, β , fra likning 9. Figur 3 illustrerer inndelingen.

Blir værende (gruppe A)	Forlater (gruppe B)
-------------------------	---------------------

Figur3. I modellen deles bilene inn i to grupper: reservoaret (gruppe A), og strøm inn/ut (gruppe B).

Likning 11 viser hvordan det totale antallet biler i ladeparken kan ses som summen av bilene i gruppe A og gruppe B, og at hver av disse gruppene utgjør en bestemt andel av totalantallet.

$$q_{total} = q_A + q_B = (1 - \beta)q_{total} + \beta q_{total} \quad (11)$$

Der q_{total} er antall biler som trengs for å møte V2G-parkens samlede behov for energilagring, q_A er antall biler som står minst til neste dag og som har sine batterier tilgjengelig for V2G og q_B er antall biler som daglig skiftes ut og som lader primært til eget bruk. β er andelen av bilene som ikke blir værende til neste dag (andelen av bilreservoaret som skiftes ut). De kan derfor ikke bidra på lik linje med de andre bilene. Tilsvarende er $1-\beta$ andelen som blir værende og som tilbyr opp til 100 prosent av sin batterikapasitet til V2G.

V2G-parkens samlede energibehov kan uttrykkes:

$$E_{total} = E_A + E_B = xE_{total} + yE_{total} \quad (12)$$

Der E_{total} er det samlede energibehovet som V2G-parken trekker fra nettet. Det er summen av flyplassens energibehov i topplasttimer, E_A , og bilenes energibehov, E_B . x og y er vektorer som representerer henholdsvis E_A og E_B sine andeler av E_{total} .

E_A er en gitt størrelse som følger av data fra netteier.

E_B kan uttrykkes:

$$E_B = \gamma \bar{e}_{batteri} q_B = \gamma \bar{e}_{batteri} \beta q_{total} \quad (13)$$

Der $\bar{e}_{batteri}$ er midlere energilagringsskapasitet for et bilbatteri, γ er andelen av denne lagringsskapasiteten som gjøres tilgjengelig for V2G og q_B er antallet biler som benyttes. I høyre side av uttrykket er q_B substituert med βq_{total} som vi kjenner fra likning 11.

Med flyplassens energibehov i topplasttimer kjent, kan vi anslå antall biler som trengs for å møte dette behovet.

Fordi alle bilene i parken har antatt samme energibehov kan vi kombinere likning 11 og likning 12 og uttrykke q_A som

$$q_A = \frac{E_A}{(\bar{e}_{batteri} \times \text{usagecoefficient})} \quad (14)$$

Der usagecoefficient er en multiplikator for å begrense bruken av batteriet til for eksempel mellom 20 og 80 prosent SoC. Det gjøres ikke i de påfølgende beregninger, så da blir usagecoefficient satt lik 1.

Det gir oss muligheten til å finne

$$q_{total} = \frac{q_A}{(1 - \beta)} \quad (15)$$

og q_B kan bestemmes av residualet

$$q_B = q_{total} - q_A \quad (16)$$

og det er antatt at andelen biler som skiftes ut ikke kan levere effekt til flyplassen.

4.3.3. Tap

Systemets energitap T_E anslås som et påslag ω til V2G-parkens energibehov (likning 14).

$$T_E = \omega E_{total}, \quad 0 < \omega < 1 \quad (17)$$

I videre beregninger antas $\omega = 0,2$ – altså 20 prosent påslag.

4.4. Inntekter

4.4.1. Effekttariff

Muligheten for å redusere kostnaden til effekttariff er i vårt tilfelle den primære bedriftsøkonomiske motivasjonen strømkunden har for å bygge en V2G-park. Denne kostnadsreduksjonen kan man se som en månedlig inntekt, og som en avkastning på investeringen man har gjort ved å bygge parken.

$$I_m = \Delta K_{tariff} = p_{tariff} \Delta P \quad (18)$$

der I_m står for månedsinntekt, ΔK_{tariff} er endring i kostnad til effekttariff, p_{tariff} er pris kr/kW/mnd og ΔP er endringen i effekt fra likning 3 og 4.

Samlet inntekt for året kan beregnes

$$I_{\text{år}} = \sum_{i=1}^{12} I_{m,i} = \sum_{j=1}^3 I_{s,j} \quad (19)$$

der $I_{\text{år}}$ er årsinntekten fra besparelsene til effekttariff, og $I_{m,i}$ er månedsinntekten i måned i .

4.5. Kostnadskomponenter

En V2G-park, som med hurtigladdestasjoner, forutsetter tilgang på et sterkt strømnnett, et nett som tåler effektbelastningen. Nettet ved Gardermoen antas sterkt nok, om ikke annet fordi det er forventet at effektuttaket blir mindre etter at V2G-parken er operativ. Det er jo selve formålet med V2G-parken. Det er heller ikke langt til nærmeste transformatorstasjon. For å bygge V2G-parken må det påregnes kostnader til innkjøp og montering av kraftelektronikk (ladere og annet til styring), legging av kabler og tilkobling til det eksisterende nettet.

Enhetskostnadene for ladere avhenger særlig av effekten som de kan levere. Jo høyere effekt, jo høyere pris. Totaleffekten til anlegget er av betydning for byggekostnadene, og den avhenger av både antall ladere og effekt per lader. Det er som nevnt en betydelig merkostnad knyttet til V2G-/toveisladere sammenliknet med enveisladere.

Drift av en V2G-park krever også energi. Jeg omtaler dette som energitap, og kostnaden for dette tapes gis av størrelsen og energiprisen.

4.5.1. Kraftelektronikk og infrastruktur

Investeringskostnader til kraftelektronikk (herunder ladere) og infrastruktur.

4.5.2. Parkering og drift

Løpende kostnader til drift og vedlikehold.

Parkering kan potensielt gi inntekt også i en situasjon med V2G, men man må regne med mindre enn i dagens situasjon. Parkeringsplass og lading er en tjeneste det er betalingsvillighet for i dag. Dersom batterislitasjen ved V2G er liten, og bileierne føler seg

sikre på dette, kan det tenkes å være betalingsvillighet for parkeringsplass og lading også i fremtiden. Ulike scenarioer kan da være alt fra at man som bileier må betale for parkering som i dag, til at man får betalt for å ha bilen stående tilknyttet nettet og disponibel for V2G. Bortfall av parkeringsavgift for elbiler gir en bedriftsøkonomisk kostnad for parkeringsselskapet.

$$Kostnad\ parkeringsbortfall = antall\ plasser \times snittpris\ per\ plass \quad (20)$$

4.5.3. Kostnad ved energitap

Kostnaden ved energitapet K_T er likning 17 ganget med energiprisen p_E :

$$K_T = p_E T_E = p_E \omega E_{total} \quad (21)$$

4.6. Økonomisk verdi av å utjevne forbruket (nåverdi)

Nåverdimetoden brukes til å regne om verdien av kontantstrømmer på ulike tidspunkt til sammenlignbare verdier. Slik kan man sammenligne verdien av ulike prosjekter, investeringer, kostnader eller inntekter av forskjellig størrelse og plassering i tid. I tilfellet der hver kontantstrøm er en fast kroneverdi, kalles denne annuitet.

Uttrykket for nåverdi kan skrives

$$NV = \sum_{i=0}^n \frac{A}{(1+k)^i} \quad (22)$$

Der A er kontantstrømmen (annuiteten), k er kalkulasjonsrenten og n er antall perioder (ofte prosjektets levetid).

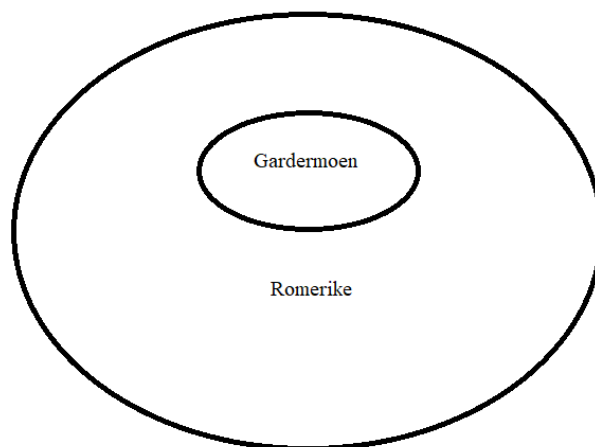
Netto nåverdi (NNV) er summen av nåverdiene av inntekter minus nåverdien av kostnader. For å beregne NNV er det altså nødvendig også å kjenne kostnadene til investering og drift.

Av beregningsmessige forenklingshensyn og enklere fremstilling har jeg valgt å samle månedsverdier til årsverdier og heller beregne nåverdi av årsverdiene. Eventuelle restverdier i anlegget ved analyseperiodens slutt settes til null.

4.7. Romerike

Det er også interessant å vite noe om hvordan området rundt kan påvirkes av en V2G-park på Gardermoen (figur 4). Foruten eier av parken, påvirkes også netteier og kanskje også andre strømkunder i området.

Beregningene for Romerike er nøyaktig de samme som i 4.3.1 og 4.3.2.



Figur 4. Gardermoen og Romerike påvirker hverandre.

5. Case Gardermoen

Dette casekapittelet presenterer spesifikk bakgrunnsinformasjon for Gardermoen-området og data som brukes i påfølgende beregninger av lønnsomhet.

5.1. Oslo lufthavn

Oslo lufthavn ligger på Gardermoen i kommunene Ullensaker og Nannestad. Hafslund er netteier og har flere transformatorstasjoner i området. At det er flere transformatorstasjoner, er med på å sikre strømforsyningen til flyplassen.

I tillegg til elkraft bruker Oslo lufthavn fjernvarme og fjernkjøling. En stor andel av denne energien hentes fra grunnen og varmeveksling fra kloakk i Nannestad. Avinor opplyser om gjenvinningsandel på over 40 prosent for 2016 (Avinor, 2018). Det ser jeg som et forsiktig anslag siden Avinor fortsatt energieffektiviserer. Miljøårsrapporten fra 2017 antyder en høyere andel, over 48 prosent.

Avinor opplyser om at det i 2017 var en kollektivandel på 70 prosent på reiser til Oslo lufthavn (Avinor, 2019).

5.2. Parkeringsselskaper/-plasser

Ved Oslo lufthavn Gardermoen er det flere selskaper som tilbyr parkering til de reisende. OnePark er største aktør med sine rundt 20 000 parkeringsplasser. FlightPark har ca. 1800. De resterende selskapene har jeg ikke data for.

Avinor er eier av parkeringsplassene nærmest flyplassen, og her er det både parkeringshus og uteområder. OnePark står for driften av disse plassene. På det meste kan det være opp mot 20 000 biler parkert på OneParks område sommerstid. Tallet for vinterstid er ca. 7000–8000, men en del flere i høstferie, vinterferie og påske. Avinor har nylig utvidet antall ladeplasser for elbil, så fra desember 2018 er det cirka 700 ladeplasser på Avinor/OneParks område. Det er varierende hvor lenge bilene står parkert. Parkeringshuset P10 er nærmest flyplassen, og biler der står i snitt parkert i 1,8 døgn. Her er det oftest forretningsreisende som parkerer. Snitttiden på uteområdene (P1–P7) er ca. 4 døgn, og her er det oftest feriereisende som parkerer. FlightPark A/S har mellom 500 og 1800 biler parkert hos seg, i snitt rundt 900. Sommerferie og skoleferier er topper også her. Gjennomsnittlig tid en bil står parkert hos FlightPark, er 7 døgn. (E-postutveksling med OnePark og FlightPark oktober 2018.)

5.3. Elektrisitet i området

Elkraftforbruket ved OSL har vært økende tross betydelige effektiviseringstiltak (Avinor, 2018). Trafikken har også vært økende, og det forventes en videre trafikkøkning på 0,65 millioner reisende per år frem mot 2030 (Tveter et al., 2015).

5.3.1. Strømnettet

Hafslund er netteier på Romerike, en region med 13 kommuner og 268 687 innbyggere per 1. januar 2015 (Thorsnæs & Askheim, 2019), og er dermed netteier for Oslo lufthavn Gardermoen. Hafslund har supplert meg med elkraftforbruksdata for både Gardermoen og Romerike. Dette er timesdata for effekt, for i overkant av ett år, og jeg lar dataene fra og med desember 2017 til og med november 2018 representere ett år i analysen. Timesdataene behandler jeg som middeleffekt for hver klokke-time. Slik kan effektdataene representere også energi per time.

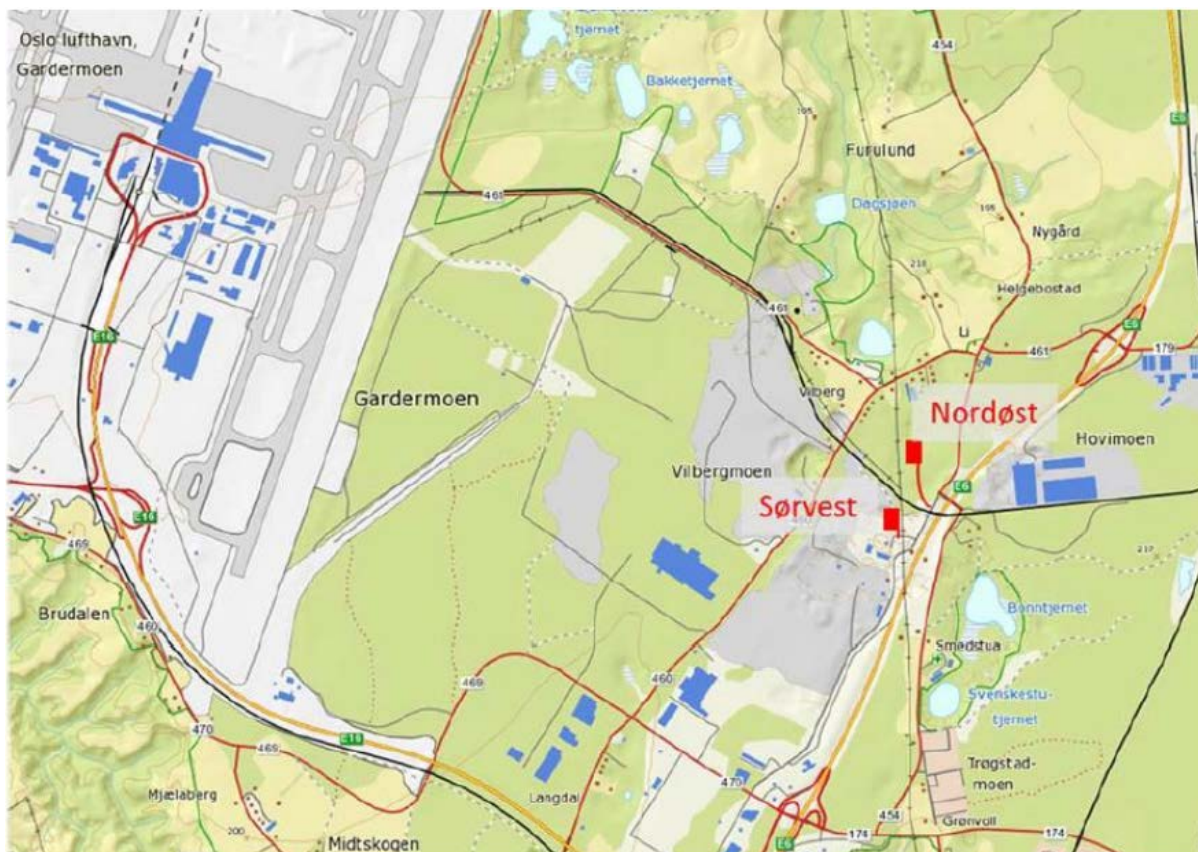
Dataene for Gardermoen er i hovedsak fra én transformatorstasjon i Ullensaker kommune. Avinor er største kunde for disse dataene. Dataene favner ikke nødvendigvis absolutt alt forbruk ved OSL, men det er i riktig størrelsesorden (MW) og overskyter med noen MW den årlige middeleffekten fra Avinors miljøårsrapport. Jeg behandler derfor dataene som om de representerer flyplassområdet, og da i hovedsak Avinor.

Dataene for Romerike bruker jeg tilsvarende representativt for å se på flyplassen i sammenheng med området den befinner seg i. En V2G-park i flyplassområdet kan påvirke netteiers fleksibilitet og dimensjoneringsvurderinger også i området rundt.

Hafslund opplyser om at dataene må brukes med forbehold, for det er kontinuerlige endringer i driften av nett. De kan også informere om at nettet dimensjoneres etter N-1, og skal kunne håndtere den kaldeste 10-års kuldeperiode i 3 døgn.

Hafslund Nett AS forventer økt effektbehov i Ullensaker, og ble av NVE i 2017 gitt konsesjon og ekspropriasjonstillatelse til å bygge en ny 66/22 kV transformatorstasjon på

Hovinmoen i Ullensaker kommune (NVE, 2017). Hovinmoen ligger like øst for Oslo lufthavn (figur 5).

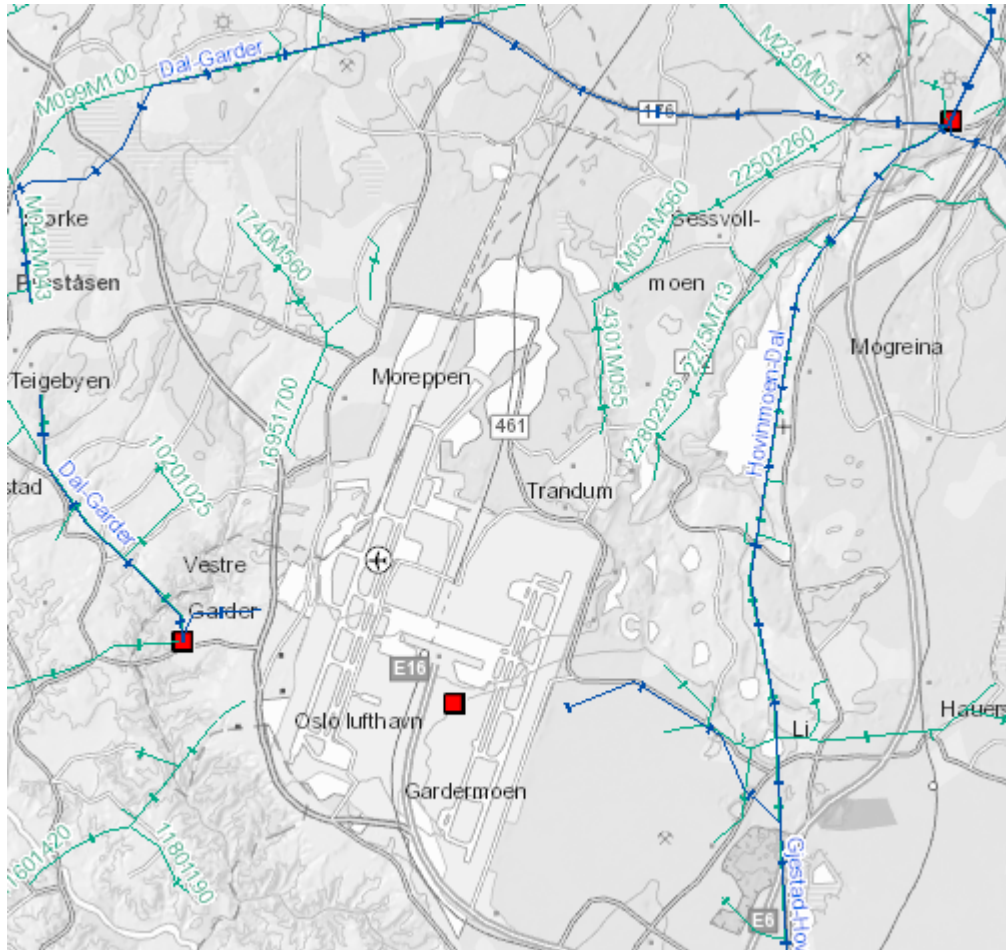


Figur 5. Hovinmoen er i området markert «Sørvest» og «Nordøst».

Her er det også mer her som tyder på behov for utvidet kapasitet i området, blant annet en målsetting om oppgradering til 132 kV på regionalnettet mellom Frogner og Minne, og at Statnett planlegger å oppgradere overliggende sentralnett til 420 kV på sikt.

Det står om transformatorstasjonene Gran og Garder (figur 6):

Transformatorstasjonene Gran og Garder ligger på en ringforbindelse med kapasitet på 75 MW på ledningen med lavest kapasitet. Disse to stasjonene har i dag en belastning på 67 MW, slik at det er 8 MW å gå på før det ikke lenger er N-1 forsyning mot stasjonene i alle årets timer. «N-1-kriteriet» betyr at kraftsystemet kan tåle utfall av en ledning eller transformator, og likevel kunne forsyne normalt (NVE, 2017).



Figur 6. Ringforbindelsen rundt Oslo lufthavn.

5.3.2. Avinor

Avinor oppgir i sin miljøårsrapport for Oslo lufthavn at totalt forbrukt elkraft i 2017 var 117 GWh. Det gir en årsmidleffekt på 13,3 MW (se kapittel 6.1.).

Avinor publiserer trafikkstatistikk for Oslo lufthavn.

HOUR FROM	Arrival	Departure	Total
00	565	35	600
01	181	8	189
02	83	5	88
03	94	1	95
04	51	3	54

05	75	92	167
06	427	1 212	1 639
07	1 760	2 381	4 142
08	2 449	2 414	4 863
09	1 409	2 643	4 052
10	1 910	1 874	3 784
11	1 611	2 117	3 728
12	2 661	1 425	4 086
13	1 872	2 568	4 440
14	2 266	2 295	4 561
15	2 845	2 312	5 158
16	3 168	2 561	5 729
17	2 518	3 641	6 159
18	2 633	2 858	5 491
19	2 623	2 519	5 142
20	2 015	2 323	4 338
21	1 892	1 423	3 315
22	1 405	722	2 128
23	1 137	145	1 282

Tabell 2. Gjennomsnittlig antall passasjerer per time for 2017 (PAX per hour).

5.4. Laderens effektkapasitet

Det er laderens effektkapasitet som er begrensende faktor for hvor høy effekt hver tilkoblet bil potensielt kan bidra med til V2G-parken.

Som beskrevet tidligere anvendte man i prøveprosjektet “Parker project” i Danmark 10 kW-ladere, og én bil per lader. Her brukte de biler av typen Nissan e-NV200, og dette kunne de gjøre uten å miste Nissans batterigaranti. Nissans nye elbiler er godkjent for hurtiglading opp til 50 kW, og minste motor i bilene yter en makseffekt på 110 kW (Nissan, 2019). Dette antyder at å levere 10 kW ikke er en overbelastning for batteriene.

I videre beregninger forutsetter jeg at hver lader kan levere 10 kW per bil både til og fra strømmettet. Dersom det er mer enn én bil koblet til samme lader, er den samlede effekten fra disse bilene dermed begrenset til 10 kW.

5.5. Bilenes energilagringsskapasitet

Batterikapasiteten i nye elbiler er fra under 20 til 100 kWh. Småbiler som Mitsubishi i-Miev og Volkswagen e-up! er i nedre sjiktet, større biler som Tesla Model S og Jaguar I-PACE er i øvre sjiktet. Nye elbiler fra Nissan leveres med minst 40 kWh kapasitet, og disse er jo faktisk V2G-kompatible. Hvor mye hver bil kan bidra med til V2G er begrenset av bilens batteristørrelse, men fordi det i alt er ganske mange biler i parken så kan man forvente at variasjonene fra dag til dag er relativt små. I videre beregninger setter jeg 40 kWh per bil som antatt middelvei.

5.6. Kostnadsoversikt

5.6.1. Investeringskostnader

Investeringskostnadene til infrastruktur og installasjon ved bygging av en V2G-ladestasjon er likt som for enveis ladestasjoner. Disse innebærer for eksempel å grave grøfter, kjøpe og legge kabler og koble seg til sterkt nok nett (Smith & Castellano, 2015). Toveisladerne er derimot dyrere. Seks ganger prisen av enveisladere, ifølge Statnett (Statnett, 2018). I rapporten “Critical Elements of Vehicle-to-Grid (V2G) Economics” fra 2017 siteres professor Willett Kempton ved University of Delaware på at kostnaden for en 10 kW toveislader er 4500–5500 USD (Steward, 2017), som røft tilsvarer mellom 40 000 og 50 000 NOK per mai 2019. Markedet for toveisladere har til nå vært svært lite, så man ville normalt forvente at prisene faller om man skalerer opp produksjonen.

5.6.2. Løpende kostnader

Drift av anlegg medfører kostnader til personell og vedlikehold. En studie anslår årlig kostnad til å være 5 prosent av anskaffelseskostnad (Ercan et al., 2016).

Energitalp i systemet kan man se som en form for driftskostnad, der kostnaden er energiprisen så lenge det ikke fører til høyere effekttopp. Man kan forvente rundt 20 prosent tap, men mer effektive metoder er utviklet (Lu et al., 2015).

Uansett om batterislitasjen er neglisjerbar eller ikke, er det trolig nødvendig å kompensere bileier for bruk av batteriet. Det kan gjøres ved å tilby gratis eller nedsatt pris for parkering, og må ses som en kostnad/inntektsbortfall for parkeringsselskapet. I de påfølgende beregninger er det tenkt at parkering tilbys kostnadsfritt for bileier når bilen kan disponeres til V2G.

5.7. Scenarier

Scenario 1: Fullstendig utjevning av dagsforbruk.

Scenario 2: Fullstendig utjevning av månedsforbruk (hvis mulig). (I perioder med ekstra kapasitet kan denne tilbys netteier.)

Finner toppeffekt og energiforbruk fra dataene, men ser hovedsakelig på differansen mellom topp og middelværdier, for det er denne effekten og energien som V2G-parken dimensjoneres etter.

6. Resultater

Kapittelet presenterer resultatene fra beregningene beskrevet i metodekapittelet, for hver av scenarioene.

6.1. Estimering av områdets effekt- og energibehov

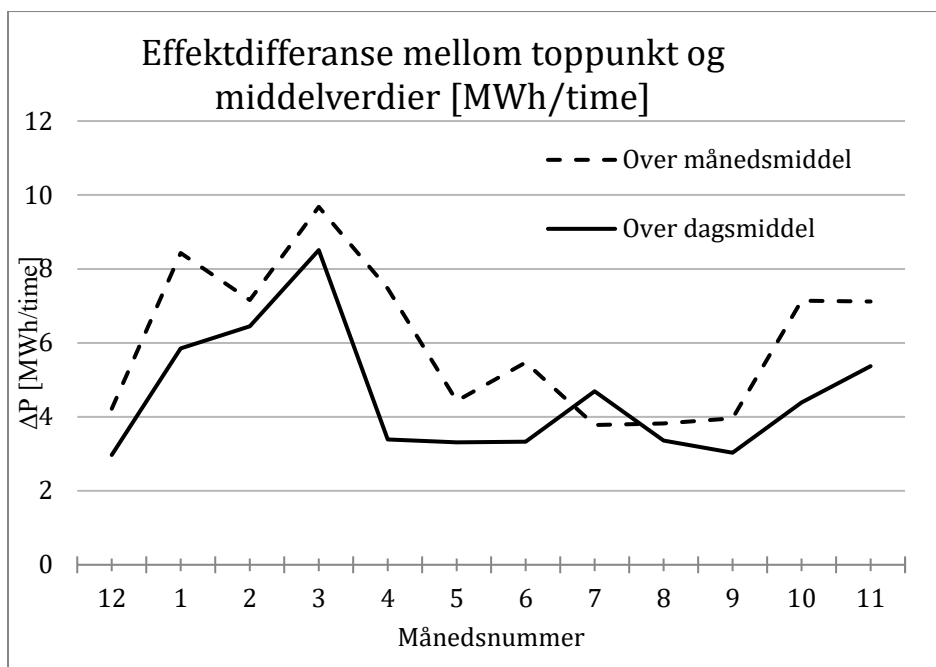
6.1.1. Effekt

Tabell 3 viser at det dimensjonerende effektbehovet for perioden desember 2017 til november 2018 inntraff i mars (vist i tabell som månedsnummer 3). Største differanse mellom en dagstopp og månedssnittet var 9,68 MW, og største differanse mellom en dagstopp og et dagssnitt var 8,51 MW.

Månednummer	Antall dager	Midleffekt [MW]	Scenario 2: Største differanse mellom effekttopp og månedsmiddel [MW]	Scenario 1: Største differanse mellom effekttopp og dagsmiddel [MW]
12	31	21,29	4,22	2,97
1	31	24,48	8,43	5,85
2	28	26,35	7,16	6,45
3	31	23,48	9,68	8,51
4	30	19,66	7,47	3,39
5	31	17,72	4,43	3,31
6	30	18,32	5,47	3,33
7	31	19,54	3,78	4,69
8	31	19,03	3,82	3,36
9	30	19,14	3,96	3,03
10	31	19,28	7,14	4,39
11	30	20,26	7,12	5,37

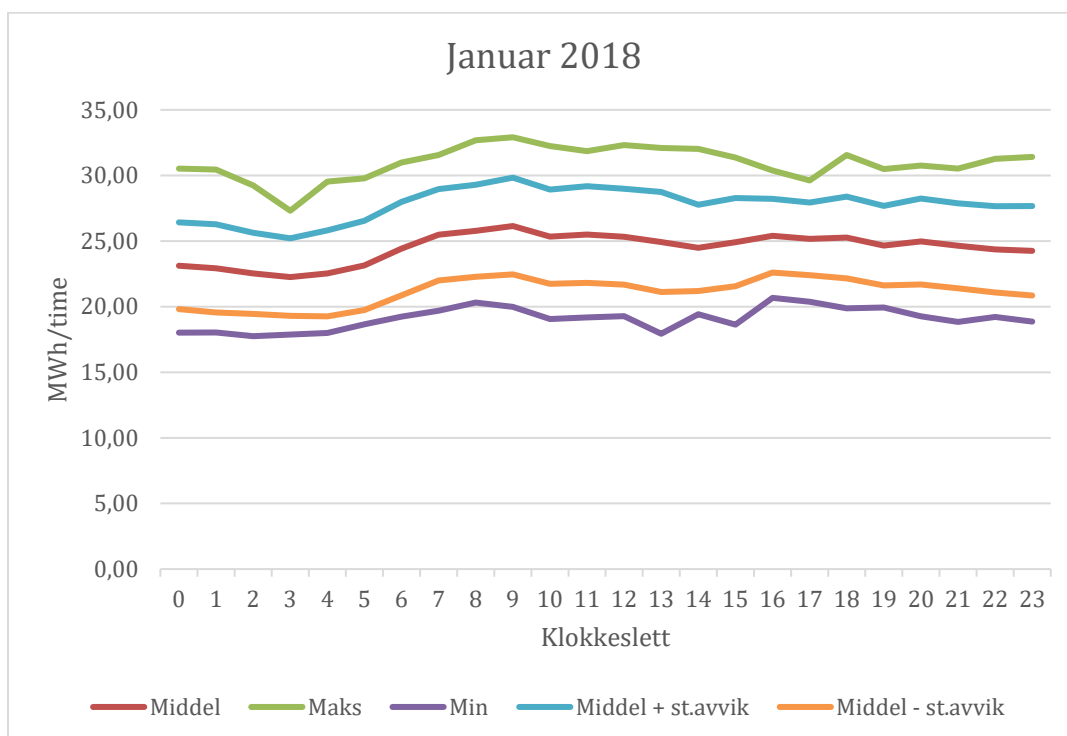
Tabell 3. Samlestørrelser for effekt for strømforbruket ved Gardermoen. Dimensjonerende størrelser er uthevet i fet.

Figur 7 illustrerer de dimensjonerende effektdifferansene; hver måneds største effektdifferanse mellom toppunkt og middelverdier for scenario 1 (dagsmiddel) og 2 (månedsmiddel). Middelverdiene befinner seg ved $\Delta P = 0$, altså på nivå med skjæringspunktet mellom aksene.



Figur 7. Effektdifferanse mellom toppunkt og middelverdier, månedsmaksimum.

Figur 8 forteller om fordelingen av målingene. Hvis vi antar normalfordeling om middelverdien er 68,27 prosent av målingene innenfor ett standardavvik, dvs i området mellom grønn og blå kurve. Resterende 31,73 prosent er i området nedad begrenset av gul (nedre) kurve, og oppad begrenset av grå (øvre) kurve.



Figur 8. Spredning i effektbehov, Gardermoen, januar 2018.

6.1.2. Energi

Tabell 4 sier oss blant annet at det dimensjonerende energibehovet inntraff i januar for perioden desember 2017 til november 2018.

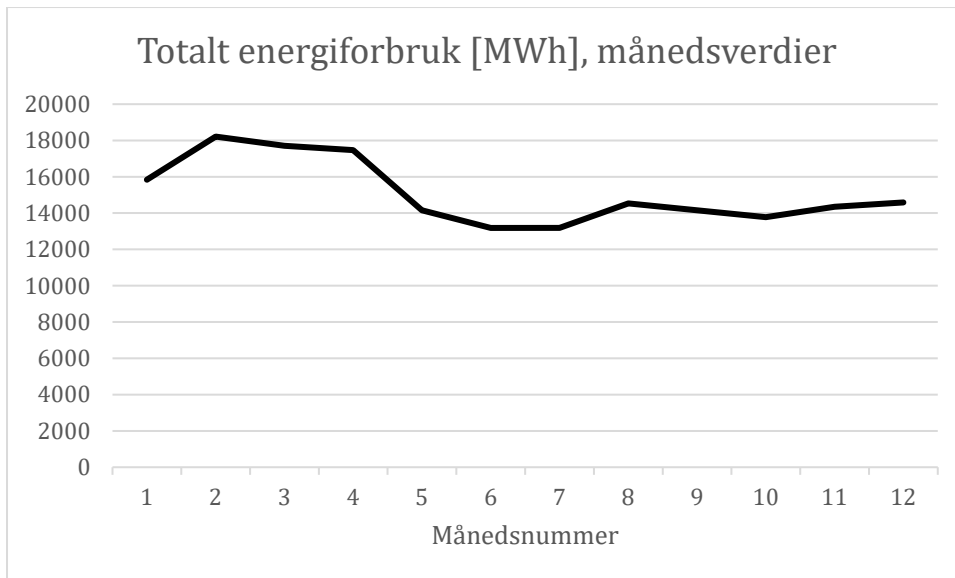
Scenario 1: Døgnet med den største forbrukstoppen (målt i MWh, så ikke nødvendigvis høyeste) sett i forhold til dagsmiddelforbruket, hadde et merforbruk på 36,18 MWh i timene med effektuttak større enn månedsmiddeleffekten.

Scenario 2: Døgnet med den største forbrukstoppen sett i forhold til månedsmiddelforbruket, hadde et merforbruk på 124,76 MWh i timene med effektuttak større enn månedsmiddeleffekten.

Månednummer	Antall dager	Totalt energiforbruk [MWh]	Energi i toppene over månedsmiddel [MWh]	Energi i toppene over dagsmiddel [MWh]	Scenario 2: Høyeste dagsmerforbruk over månedsmiddel [MWh]	Scenario 1: Høyeste dagsmerforbruk over dagsmiddel [MWh]
12	31	15841,16	577,47	363,56	53,11	18,46
1	31	18213,95	1088,51	580,49	124,76	36,18
2	28	17710,41	739,09	554,82	79,12	32,85
3	31	17467,93	777,98	483,91	123,85	28,86
4	30	14156,16	622,36	358,69	97,82	20,89
5	31	13181,84	645,12	547,25	50,55	25,94
6	30	13187,13	619,35	502,71	63,89	24,19
7	31	14537,06	688,4	552,56	39,12	25,86
8	31	14156,1	553,1	447,61	42,5	19,51
9	30	13778,97	559,25	420,24	47,96	19,36
10	31	14346,02	732,41	467,48	113,87	21,87
11	30	14584,96	666,99	499,48	79,81	25,76

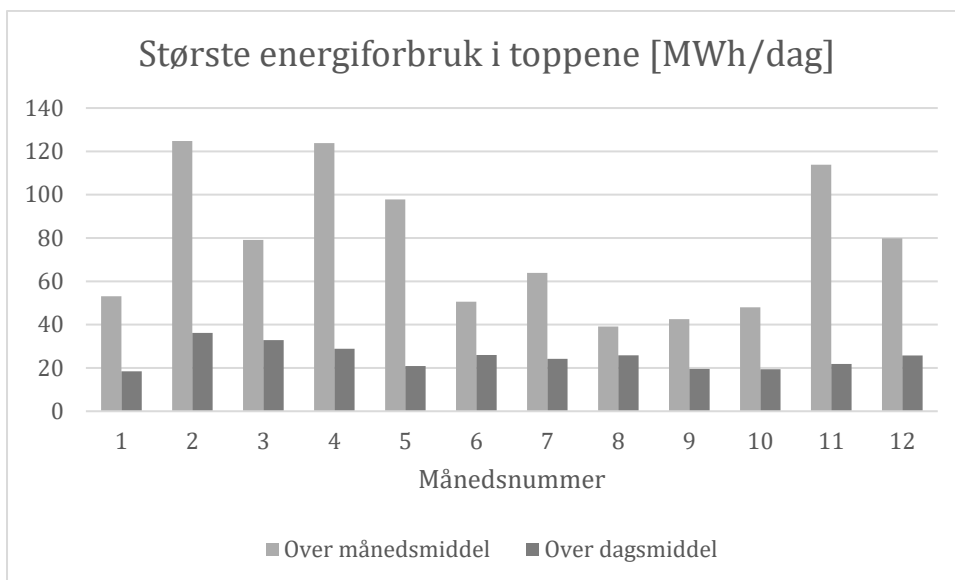
Tabell 4. Samlestørrelser for energi for strømforbruket ved Gardermoen per måned. Dimensjonerende størrelser er uthevet i fet.

Figur 9 viser månedsverdier for totalt energiforbruket ved Gardermoen i analyseperioden.



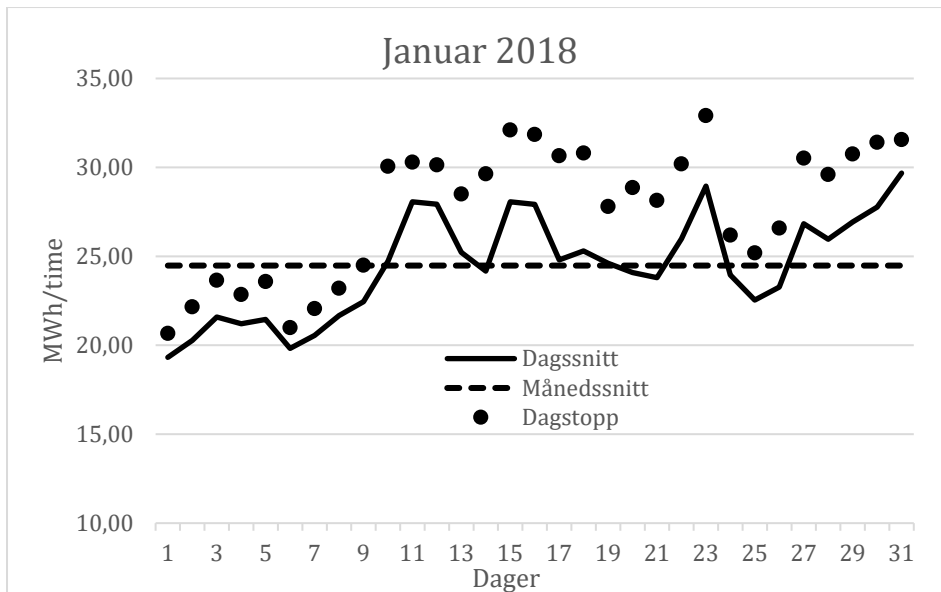
Figur 9. Total energiforbruk per måned ved Gardermoen for desember 2017 til november 2018.

Figur 10 viser side om side energiforbruket i de timene effektuttaket er større enn dags- og månedsmiddel.



Figur 10. Månedenes største dagstopper [MWh] ved Gardermoen.

Figur 11 viser dagsmiddelverdier, månedsmiddelverdi og dagstopper for januar 2018 og tjener som eksempel på hvordan dagsbehov skifter fra dag til dag gjennom en måned. Figuren illustrerer også utfordringen til scenario 2: dagsmiddelverdier kan ligge flere MW over månedssnitt i flere dager sammenhengende. For å holde toppene nede må relativt store energimengder kunne overføres fra bilbatteriene mellom perioder på flere dager.



Figur 11. Middelerverdier og dagstopper for effekt ved Gardermoen januar 2018.

6.2. Oppholdstid på parkeringsplass

De parkerte bilene kan som nevnt på døgnbasis deles i to grupper. Utskiftning per døgn i tabell 5 brukes til å beregne antall biler som trengs for å møte flyplassens fleksibilitetsbehov. Utskiftning per døgn er avtagende med økende middelerverdi for parkeringstid.

Parkeringsdata	[døgn]	utskiftning per døgn, β
Midlere parkeringstid P10	1,8	0,56
Midlere parkeringstid P1-7	4	0,25
Midlere parkeringstid FlightPark	7	0,14

Tabell 5. Relasjonen mellom midlere parkeringstid og utskiftning per døgn.

6.3. Dimensjonering av V2G-park

6.3.1. Beregning av antall ladere

Antall ladere vises i tabell 6, og er gitt av likning 12 innsatt resultater fra tabell.

	Effektbehov [MW]	Effektkapasitet per lader [kW]	Antall ladere
Scenario 1	8,51	10	851
Scenario 2	9,68	10	968

Tabell 6. Antall ladere som trengs for å møte flyplassens effektbehov i de to scenarioene.

6.3.2. Beregning av antall biler

Tabell 7 viser at midlere parkeringstid i stor grad påvirker antall biler som må være i parken for å møte flyplassens energibehov.

Midlere parkeringstid [døgn]	1,8	4	7
Utskiftning per døgn, β	0,56	0,25	0,14
Scenario 1			
Gruppe A, antall biler	905	905	905
Gruppe B, antall biler	1151	302	147
SUM, antall biler	2056	1206	1052
Scenario 2			
Gruppe A, antall biler	3119	3119	3119
Gruppe B, antall biler	3970	1040	508
SUM, antall biler	7089	4159	3627

Tabell 7. Antall biler som må til for å møte flyplassens energibehov avhenger i stor grad av midlere parkeringstid.

6.3.3. Tap

Energitapet i maksdøgn blir for scenario 1

$$T_{E,S1} = 0,2 \times 36,18 \text{ MWh} \approx 7,24 \text{ MWh}$$

Energitapet i maksdøgn blir for scenario 2

$$T_{E,S2} = 0,2 \times 124,76 \text{ MWh} \approx 24,95 \text{ MWh}$$

6.4. Inntekter

Vises som kostnadsbesparelser i nåverdiberegningen i kapittel 6.6

6.5. Kostnadskomponenter

6.5.1. Kraftelektronikk og infrastruktur

Ladere er anslått i kapittel 5.6.1. til å ha en enhetskostnad på mellom 40 000 og 50 000 kr.

6.5.2. Parkering og drift

Antall parkeringsplasser * snittpris per plass (f.eks.)

6.5.3. Energitap

Fra likning 17 og tallverdier fra 6.3.3.

Scenario 1, maks

$$K_{T,S1} = p_E T_E = p_E \times 7,24 \text{ MWh}$$

Scenario 2, maks

$$K_{T,S1} = p_E T_E = p_E \times 24,95 \text{ MWh}$$

6.6. Økonomisk verdi av å utjevne forbruket (nåverdi)

Nåverdien av fullstendig effektutjevning er nåverdien av kostnadsbesparelsene til effekttariff (diskonteringsrente 4 prosent, over 15 år).

Tabellen viser nåverdiberegning av kostnadsbesparelse til effekttariff. Beregningen forutsetter at forbruket og forbruksmønsteret er likt perioden desember 2017 til og med november 2018. Det er brukt diskonteringsrente på 4 prosent over 15 år.

Dekningspunkt per lader for investeringen i scenario 1 er 39 433,04 kr, i scenario 2 er det 44 836,62 kr.

Per måned	Effekttariff [kr/kW/mnd]	Månedsutjevning [MW] (månedstoppsreduksjon)	Scenario 2 [kr]	Dagsutjevning [MW]	Scenario 1 [kr]
desember	122	4,22	514840	2,97	39 433,04
januar	122	8,43	1028460	5,85	39 433,04
februar	122	7,16	873520	6,45	39 433,04
mars	52	9,68	503360	8,51	39 433,04
april	17	7,47	126990	3,39	39 433,04
mai	17	4,43	75310	3,31	39 433,04
juni	17	5,47	92990	3,33	39 433,04
juli	17	3,78	64260	4,69	39 433,04
august	17	3,82	64940	3,36	39 433,04
september	17	3,96	67320	3,03	39 433,04
oktober	17	7,14	121380	4,39	39 433,04
november	52	7,12	370240	5,37	39 433,04
SUM for året		72,68	3903610	54,65	
Per sesong					
des+jan+feb	122	19,81	2416820	15,27	39 433,04
nov+mars	52	16,8	873600	13,88	39 433,04
resten	17	36,07	613190	25,5	39 433,04
SUM for året		72,68	3903610	54,65	
NV			43 401 848,36 kr		39 433,04
Antall ladere			968		
Dekningspunkt per lader			44 836,62 kr		39 433,04

Tabell 8. Nåverdi av effekttariffbesparelsene.

6.7. Romerike

Effektdata for Romerike er vist i tabell 9.

Månednummer	Antall dager	Middeleffekt [MW]	Scenario2: Største differanse mellom effekttopp og månedsmiddel [MW]	Scenario 1: Største differanse mellom effekttopp og dagsmiddel [MW]
12	31	508,34	683,97	81,19
1	31	521,78	690,22	77,2
2	28	539,07	619,59	95,78
3	31	496,6	558,44	97,03
4	30	371,37	554,44	95,14
5	31	256,43	483,22	71,86
6	30	237,01	433,62	42,81
7	31	203,26	446,71	74,5
8	31	237,02	430,35	54,56
9	30	273,73	489,95	64,82
10	31	353,01	582,05	77,48
11	30	426,5	698,24	78,32

Tabell 9 viser effektdata for Romerike.

Månednummer	Antall dager	Totalt energiforbruk [MWh]	Energi i toppene over månedsmiddel [MWh]	Energi i toppene over dagsmiddel [MWh]	Scenario 2: Høyeste dagsforbruk over månedsmiddel [MWh]	Scenario 1: Høyeste dagsforbruk over dagsmiddel [MWh]
12	31	378207,97	19558,02	15583,41	1962,98	143,66
1	31	388200,96	18379,21	16094,75	2007,6	148,78
2	28	362253,46	16657,24	13493,92	2043,47	152,77
3	31	369472,17	20195,65	10799,09	3143,84	195,8
4	30	267387,46	18470,95	9200,01	2754,71	197,07
5	31	190786,29	14291,3	9725,13	2327,62	155,28
6	30	170648,13	11575,45	9981,91	877,13	66,37
7	31	151228,6	10447,53	8927,65	748,62	59,47

8	31	176343,28	12546,7	10449,07	984,29	76,83
9	30	197087,77	13270,1	10397,56	1683,34	134,96
10	31	262641,07	19735,83	12174,96	3118,24	191,14
11	30	307078,64	24237,75	15104,39	3680,25	225,46

Tabell 10 viser energiforbruksdata for Romerike.

7. Diskusjon

7.1. Tolkning av energiforbruksdataene fra Hafslund

7.1.1. Scenario 1: Fullstendig utjevning av dagsforbruk

Utjevning av dagsforbruket er i teorien mulig ved at man lader bilene om natten med energien som trengs påfølgende dag. Det er mulig fordi energiforbruket om natten, i tilfellet før utjevning, ligger like mye under dagsmiddelforbruket som energiforbruket om dagen ligger over.

Største differanse mellom effekttopp og dagsmiddelverdi i analyseperioden var 8,51 MW (tabell). Det kan leveres av 851 ladere på 10 kW hver. Energibehovet fra bilparken for fullstendig utjevning av dagsforbruket er 36,8 MWh. Hvis vi forutsetter at hver bil kan tilby 40 kWh, trengs mellom 1052 og 2056 biler, avhengig av hvor lenge de i snitt står parkert. Antall biler som trengs i scenario 1 er i samme størrelsesorden som det allerede finnes ladeplasser for elbil ved Oslo lufthavn, så det er tenkelig om ikke så mange år at det er mange nok V2G-kompatible elbiler samlet til å kunne drive en ladepark av denne størrelsen.

Dekningspunkt per lader er i nedre sjiktet for hva forventede enhetskostnader kan være for at nåverdi skal være positiv.

7.1.2. Scenario 2: Fullstendig utjevning av månedsforbruk

Utjevning av månedsforbruket er langt mer krevende. Høyeste differanse mellom effekttopp og månedsmiddelverdi i analyseperioden var 9,68 MW, altså en drøy MW mer enn for dagsforbruket og en økning på cirka 14 prosent. Den største differansen mellom dagsforbruk

og månedsmiddelforbruk er derimot så mye som 124,76 MWh, altså en økning på cirka 345 prosent fra tilfellet i 7.1.1. Avhengig av midlere parkeringstid for bilene ville det kreve rundt regnet mellom 3600 og 7100 biler å møte fleksibilitetsbehovet. Det tilsvarer mellom halvparten og alle bilene som per døgn vinterstid, når energibehovet er størst, står parkert på Avinors plasser.

For fullstendig utjevning av månedsforbruket så klarer man ikke alle døgn å lade nok natten i forveien. I et ekstremt tilfelle kan man se for seg at det er stor variasjon gjennom måneden, slik at selv laveste effekt et bestemt døgn er høyere enn månedsmiddeleffekten. Så for å utjevne på månedsbasis med V2G må energi lagres over flere dager. Det kan by på utfordringer når selve energilagrene kjører sin vei.

Som et forsøk på å møte denne utfordringen kan man kanskje overføre energi mellom bilene i parken. For eksempel garantere at bilene er 70–80 prosent av fulladet når bilfører henter dem, slik kan man skaffe seg noe ekstra kapasitet – en buffer. De som trenger garantert fulladet batteri, kan gis mulighet til å betale ekstra for dette.

Beregningen av tilgjengelig kapasitet bygger på en antagelse om at batteriene fullades. De aller fleste dagene kommer ikke behovet til å være så stort, og fullading vil følgelig ikke være nødvendig særlig ofte.

Dekningspunkt per lader er også i scenario 2 i nedre sjiktet for, hvis ikke under, hva forventede enhetskostnader kan være for at nåverdi skal være positiv.

7.1.3. Felles for scenario 1 og 2

Usikkerhetene er for store til å konkludere med at V2G-park av de beregnede størrelsene ville være en lønnsom investering med det kostnads- og inntektsbildet som studien har tegnet.

Det er ikke gjort noen antakelser om prisstigning i nåverdiberegningen. Prisene kommer trolig til å forandre seg i analyseperioden. En antakelse om prisstigning for effekttariffen ville slått positiv ut for nåverdiberegningen av V2G-parken.

Energikostnadene ved effektivitetstapet er ikke med i nåverdiberegningen. En del av denne kostnaden påløper uansett ved ordinær lading av elbiler.

Gevinsten ved å lade på natten når energien er billig for så å bruke den på dagen når energien ellers ville kostet mer er heller ikke hensyntatt i studien. Denne og de nevnte kostnadene ved effektivitetstapet påvirker i hver sin retning. Det fører til at den samlede konsekvensen av å utelate disse blir mindre.

7.1.4. Romerike

Ved sammenstilling av data fra tabell 4 og 10 kan vi se at Gardermoen sto for ca. 4,7 prosent av energiforbruket for Romerike i januar 2018. Vi ser av tabell 6 at største differanse mellom effekttopp og dagsmiddelverdi for Romerike er 97,03 MW. V2G-parken kan i scenario 1 levere 8,51 MW og i scenario 2 9,68 MW, som er tett oppunder 10 prosent av Romerikes effekttopp og i underkant av 2 prosent av 539,07 MW, som er Romerikes høyeste middeleffekt for dette året som vi ser på. Når V2G-parken leverer for fullt til flyplassen så faller altså effektuttaket i Romerike med noen prosent. Det kan være nok til at netteier blir interessert i hva ladeparken foretar seg, hvordan den styres og kanskje også å handle med den.

7.2. Betragtninger knyttet til utnyttning av ladere

Bilparken gjør generelt størst nytte for seg når flest mulig ladere er i bruk. Dersom noen biler står parkert, men ikke lenger er en aktiv del av reservoaret, for eksempel fordi de straks skal hentes, bør de heller ikke fortrenge lade plass fra en bil som kan bidra.

Det er helt vanlig at en lader på for eksempel en hurtigladestasjon eller for gateparkering har flere uttak. Flere uttak øker sannsynligheten for at laderen er i bruk, og dermed for at investeringen gir en avkastning. En følge av flere uttak per lader er at man til enhver tid får hentet ut mindre middeleffekt av hver bil som står parkert, men ikke mindre totalt, og energilagringsskapasiteten i parken øker. Parkerings selskapet har informasjon om når hver bil er forventet hentet, så de kan planlegge hvilke biler som deler lader basert på denne informasjonen. Flere biler fører til mer energi (kWh) tilgjengelig per lader per døgn. Denne

ekstra kapasiteten er tilnærmet gratis (energilagringsskapasiteten er knapt en merkostnad siden det er så mange p-plasser å ta av), for kostnaden er forbundet med laderen.

Hvis ombordladeren i bilene blir toveis, slik som Renault nå forsøker på (kapittel 3.3), faller brått mye av investeringskostnadene som denne studien har måttet forholde seg til, bort.

7.4. Videre studier

Ett mål er å jevne ut forbruket fullstendig, på dags- og månedsbasis. Kostnaden knyttet til effekttariff er minst i det tilfellet hvor strømforbruket er fullstendig jevnt fordelt over måneden. I dette tilfellet er det ingen topper, og nettet belastes en konstant effekt. En lavere makstopp enn gjennomsnittet er umulig.

Kanskje er det ikke i et kostnad-nytte-perspektiv optimalt å utjevne forbruket fullstendig, men at det er avtagende marginalnytte av investeringene, slik at man får mindre og mindre for pengene for hver ekstra kW man reduserer effektforbruket med.

Videre, mer detaljerte, studier kan bedre anslå lønnsomhet ved å sette opp et optimeringsproblem som i tillegg til effektutjevning ved lastflytting tar inn andre hensyn, slik som deltakelse i regulerkraftmarkeder, lagre billig uregulerbar vindkraft, nødstrøm og eventuelt annet.

Ved flyplasser kan det jo skje så mangt i tiden som kommer. Det tales om elektrisk luftfart.

8. Konklusjon

Studien viser at fullstendig dagsutjevning av forbruket ved bruk av en V2G-park er langt lettere å oppnå enn fullstendig månedsutjevning. Fullstendig månedsutjevning er neppe realistisk.

Studien viser størst verdi ved langtidsparkering. Her er energitapskostnaden og parkeringsinntektsreduksjonen mindre fordi en større andel av bilene er tilgjengelig for V2G, og parkeringsavgiften per døgn er lavere enn for korttidsparkering.

Det ser ut til at prisen på V2G-ladere fortsatt er i høyeste laget for særlig utstrakt kommersiell bruk, noe som også gikk fram av Statnetts rapport {Statnett, 2018 #10}.

Majoriteten av elbilene som finnes på markedet i dag, er ikke klargjort for V2G, og det ser heller ikke ut til å bli tilfelle før en gang etter at CCS-standarden er V2G-kompatibel. Etter planen er det i 2025.

9. Referanseliste

- Andersen, P. B., Toghroljerdi, S. H., Sørensen, T. M., Christensen, B. E., Høj, J. C. M. L. & Zecchino, A. (2019). *The Parker Project Final Report*. Tilgjengelig fra: http://parker-project.com/wp-content/uploads/2019/03/Parker_Final-report_v1.1_2019.pdf.
- Avinor. (2018). *Miljøårsrapport 2017*. Tilgjengelig fra: <https://avinor.no/globalassets/oslo-lufthavn/om-oslo-lufthavn/om-oss/rapporter/miljoarsrapporter/miljoarsrapport-2017.pdf> (lest 28.05.2019).
- Avinor. (2019). *Om Oslo lufthavn*. Tilgjengelig fra: <https://avinor.no/konsern/flyplass/oslo/om-oss/om-oslo-lufthavn-as/om-oslo-lufthavn>.
- Baker, D. R. (2019). *Battery Reality: There's Nothing Better Than Lithium-Ion Coming Soon*. Tilgjengelig fra: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-04-03/battery-reality-there-s-nothing-better-than-lithium-ion-coming-soon> (lest 28.05.2019).
- Coyne, B. (2018). *Nissan: Vehicle to grid services will not drain EV batteries*. Tilgjengelig fra: <https://theenergyst.com/nissan-vehicle-grid-services-will-not-drain-ev-batteries/> (lest 28.05.2019).
- DNV GL. (2018). *Batterier i distribusjonsnettet*. NVE Rapport 2/2018. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_02.pdf (lest 28.05.2019).
- Energifakta Norge. (2019). *Forsyningssikkerhet - Energifakta Norge*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/> (lest 28.05.2019).
- Ercan, T., Noori, M., Zhao, Y. & Tatari, O. (2016). On the Front Lines of a Sustainable Transportation Fleet: Applications of Vehicle-to-Grid Technology for Transit and School Buses. *Energies*, 9 (4). doi: 10.3390/en9040230.
- Fjordkraft. (2019). *Ladetyper og ladetid*. Tilgjengelig fra: <https://www.ladestasjoner.no/hurtiglading/Ladetyper-og-ladetid/> (lest 28.05.2019).
- Lu, J., Tian, Q., Bai, K., Brown, A. & McAmmond, M. (2015). An indirect matrix converter based 97%-efficiency on-board level 2 battery charger using E-mode GaN HEMTs. *2015 IEEE 3rd Workshop on Wide Bandgap Power Devices and Applications (WiPDA)*: 351–358. doi: 10.1109/WiPDA.2015.7369258.
- Meld. St. 33 (2016–2017). *Nasjonal transportplan 2018–2029*. Oslo: Samferdselsdepartementet. Tilgjengelig fra:

- <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20162017/id2546287/sec1> (lest 28.05.2019).
- Nissan. (2019). *Spesifikasjoner Nissan LEAF 2019*. Tilgjengelig fra: <https://www.nissan.no/biler/nye-biler/leaf/priser-spesifikasjoner.html> (lest 28.05.2019).
- Norsk elbilforening. (2019). *Fordeler med elbil*. Tilgjengelig fra: <https://elbil.no/elbil-fordeler/> (lest 28.05.2019).
- NVE. (2017). *Bakgrunn for vedtak Hovinmoen transformatorstasjon*. s. 7. Tilgjengelig fra: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201504190/2055994> (lest 28.05.2019).
- NVE. (2019a). *Høring om ny nettleiestruktur til høsten*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/horing-om-ny-nettleiestruktur-til-hosten/> (lest 28.05.2019).
- NVE. (2019b). *Selskapsmessig og funksjonelt skille*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/selskapsmessig-og-funksjonelt-skille/> (lest 28.05.2019).
- NVE. (2019c). *Smarte strømmålarar i 97 prosent av norske målepunkt*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/smarte-strammalarar-i-97-prosent-av-norske-malepunkt/> (lest 28.05.2019).
- NVE. (2019d). *Spenningskvalitet* Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/leveringskvalitet/spenningskvalitet/> (lest 28.05.2019).
- OFV. (2019a). *Bilsalget i 2018*. Tilgjengelig fra: <https://ofv.no/bilsalget/bilsalget-i-2018> (lest 28.05.2019).
- OFV. (2019b). *Bilsalget i april 2019*. Tilgjengelig fra: <https://ofv.no/bilsalget/bilsalget-i-april-2019-1-1> (lest 28.05.2019).
- Renault. (2019). *World first: Groupe Renault starts piloting vehicle-to-grid charging in electric vehicles on a large scale*. Tilgjengelig fra: <https://media.group.renault.com/global/en-gb/renault/media/pressreleases/21223215/premiere-mondiale-groupe-renault-experimente-a-grande-echelle-la-charge-bidirectionnelle-des-vehicul> (lest 28.05.2019).
- Smith, M. & Castellano, J. (2015). *Costs Associated With Non-Residential Electric Vehicle Supply Equipment; Factors to consider in the implementation of electric vehicle charging stations*. Tilgjengelig fra: https://afdc.energy.gov/files/u/publication/evse_cost_report_2015.pdf (lest 28.05.2019).
- SSB. (2019a). *Bilparken*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/bilreg/aar/2019-03-29> (lest 28.05.2019).
- SSB. (2019b). *Mer enn 200 000 biler med nullutslipp*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/artikler-og-publikasjoner/mer-enn-200-000-biler-med-nullutslipp> (lest 28.05.2019).
- Statnett. (2018). *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018–2040*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040/> (lest 28.05.2019).
- Statnett. (2019). *For aktører i kraftbransjen*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/> (lest 28.05.2019).

- Statsbygg. (2018). *Elbilane blir ein del av straumnettet*. Tilgjengelig fra: <https://www.statsbygg.no/Nytt-fra-Statsbygg/Nyheter/2018/Elbilene-blir-en-del-av-stromnettet/> (lest 28.05.2019).
- Stensholt, A. & Stangenes, K. (2018). *Strømbrudd ved Torp Sandefjord lufthavn*. Tilgjengelig fra: <https://www.nrk.no/vestfold/strombrudd-ved-torp-sandefjord-lufthavn-1.14307639> (lest 28.05.2019).
- Steward, D. (2017). *Critical Elements of Vehicle-to-Grid (V2G) Economics*. Strategic Partnership Project Report NREL/TP-5400-69017. Tilgjengelig fra: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/69017.pdf> (lest 28.05.2019).
- Swierczynski, M., Stroe, D.-I., Stan, A.-I., Teodorescu, R. & Kær, S. K. (2015). Lifetime Estimation of the Nanophosphate LiFePO₄/C Battery Chemistry Used in Fully Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 51 (4): 3453–3461. doi: 10.1109/TIA.2015.2405500.
- Thorsnæs, G. & Askheim, S. (2019). Romerike. I: *Store norske leksikon*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/Romerike> (lest 28.05.2019).
- Tveter, E., Bråthen, S., Eriksen, K. S., Svendsen, H. J. & Thune-Larsen, H. (2015). *Samfunnsøkonomisk analyse av lufthavnskapasiteten i Oslofjordområdet*. Møreforskning rapport nr. 1503. Tilgjengelig fra: https://avinor.no/globalassets/_3-rullebane/dokumenter/nk_osl_r3_08-03-2015_tfs--moreforsk.pdf (lest 28.05.2019).
- Valle, M. (2019). *Planlegger toveislading med CCS først i 2025*. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/planlegger-toveislading-med-ccs-forst-i-2025/456611> (lest 28.05.2019).

Vedlegg 1: Effektkurve basert på trafikkdata

Avinor oppgir i sin miljøårsrapport årlig elkraftforbruk ved OSL. Fra årlig elkraftforbruk kan man beregne middeleffekt for året.

$$\bar{P}_{\text{år}} = \frac{\text{Årlig forbruk}[Wh]}{\frac{\text{Døgn i året}}{\text{Timer per dag}[h]}}$$

Ved å anta at det gjennom døgnet er en årsakssammenheng mellom antall passasjerer ved Oslo lufthavn og flyplassens effektbehov, kan man konstruere en effektprofil.

1. Beregne midlere antall passasjerer per time
2. Finne forholdstallene mellom faktisk passasjerantall per time og middelvei (peak to average – pta)
3. Normere pta-differansen (trekke fra 1, så svinger pta om 0)
4. Bestemme en middelvei for effektkurven og korrigerer kurvens utslag med multiplikator av egnet størrelse (multiplikator mellom 0 og 1 virker kontraherende) slik at pta stemmer med antatt pta for den faktiske effektkurven (effektkurven man forsøker å estimere)
5. Beregne midlere pta for lavlasttimene (timene med normert pta < 0)

Fra Avinors miljøårsrapport 2017 har jeg med likning beregnet middeleffekt for året.

$$\text{Middeleffekt for året} = \frac{117 \text{ GWh/år}}{\frac{365 \text{ døgn/år}}{24 \text{ timer/døgn}}} = 13,3 \text{ MW}$$

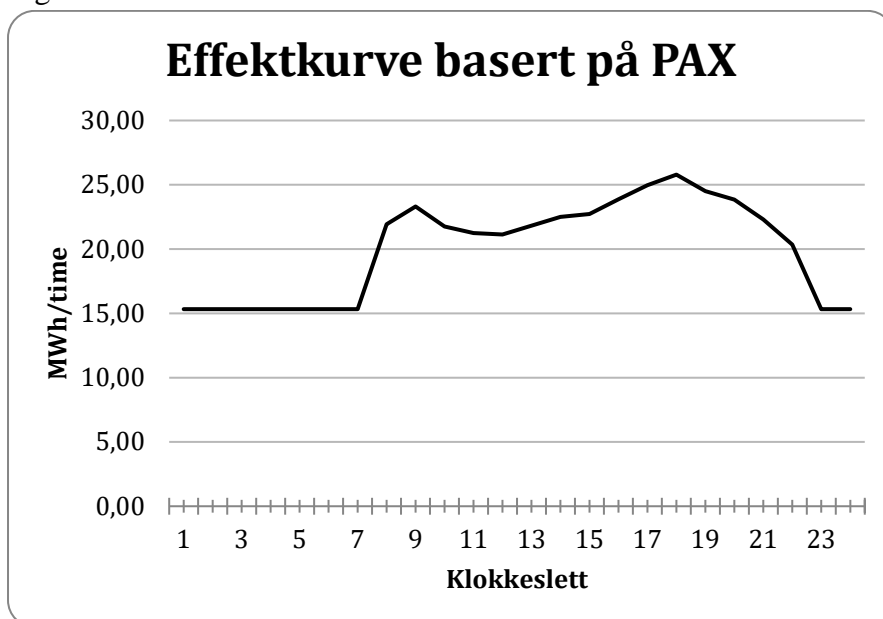
Følgende er basert på trafikkdata (PAX per hour).

Steg 1: Midlere antall passasjerer per time er 3134.
Multiplikatoren som er brukt i steg 4 er her 0,3.

Steg 2: Peak to average	Steg 3: Normert pta	Steg 4: Justert pta, korrigert med multiplikator	Steg 5: Justert pta, middelverdi for nattestimer	Tilgjengelig ladeeffekt [MW]
0,19	-0,809	15,15	15,33	4,67
0,06	-0,940	14,36	15,33	4,67
0,03	-0,972	14,17	15,33	4,67
0,03	-0,970	14,18	15,33	4,67
0,02	-0,983	14,10	15,33	4,67
0,05	-0,947	14,32	15,33	4,67
0,52	-0,477	17,14	15,33	4,67
1,32	0,321	21,93	21,93	-1,93
1,55	0,551	23,31	23,31	-3,31
1,29	0,293	21,76	21,76	-1,76
1,21	0,207	21,24	21,24	-1,24
1,19	0,189	21,14	21,14	-1,14
1,30	0,304	21,82	21,82	-1,82
1,42	0,416	22,50	22,50	-2,50
1,46	0,455	22,73	22,73	-2,73
1,65	0,646	23,87	23,87	-3,87
1,83	0,828	24,97	24,97	-4,97
1,96	0,965	25,79	25,79	-5,79
1,75	0,752	24,51	24,51	-4,51
1,64	0,641	23,84	23,84	-3,84
1,38	0,384	22,30	22,30	-2,30
1,06	0,057	20,34	20,34	-0,34
0,68	-0,321	18,07	15,33	4,67
0,41	-0,591	16,45	15,33	4,67

Tabell 11.

Figur 12 viser effektkurven som beskrevet over.



Figur 12.

Vedlegg 2: Pythonkode brukt i beregningene

```
import csv      # for use in reader()
import re      # for use in ttable(), daily2() and write2()
import pprint

def reader(infile):

    table = []
    for row in csv.reader(infile):
        table.append(row)
    infile.close()
    return table

def ttable(table):
    """
    ttable (tidy table)
    Returns list format: ['date', 'hour', 'energy']
    """

    new_table = []
    days = []
    for row in table:
        row = str(row)
        row_split = str(row.split(';'))
        row_split = row_split.split(' ')

        k = 0
        for element in row_split:
            row_split[k] = re.sub("[^\d\\.:\:]", "", "%s" % row_split[k])
            k += 1
        row_split = [i for i in row_split if i]      # removes empty
elements
        new_table.append(row_split)

    return new_table

def sorter(table):
    """
    Returns list format: [date,[energy@00,...,energy@23]]
    """

    date = table[0][0]
    energy = []
    date_energy = []
    for row in table:
        if date == row[0]:
            # making sure value is not
appended to wrong date
            energy.append(row[2])
        if row == table[-1]:
            # including last row in input
table
            if len(energy) == 24:
                date_energy.append([date, energy])
            else:
```

```

        if len(energy) == 24:
            date_energy.append([date, energy])
            energy = []
            energy.append(row[2])
            date = row[0]
        else:
            # dismiss data when not 24
            print 'def sorter error! len is not 24 for:', row, ',
len is', len(energy) # one mistake observed at 25.03.2018 02:00 so I
set the value to 18.68 as at 01:00 and 03:00
            energy=[]
            energy.append(row[2])
            date = row[0]
    return date_energy

def calcus_day(table, avg=None):
    """
    returns: list "monthly" [month_nr, e_total_cons_month, sum ...]

    # Part 1: Calculating daily values for
    # energy consumption per day
    # avg power for each day (p_avg_day)
    # peak of the day (peak)
    # the difference peak to avg for each day (paa_day) DIMENSIONING
POWER (DAY)
    # the relative number peak to avg for each day (pta_day)
    # sum of consumption in high energy hours (sum_e_aa_day)
DIMENSIONING ENERGY (DAY)
    """

    counter = 0
    # counting days in table
    for day in table:

        # initial values
        peak = 0
        e_cons_day = 0
        sum_e_ada_day = 0
        e_ama_day = 0
        # aa: above average

        for power in day[1]:
            # 24 power values in a day
            e_cons_day += float(power)
            # calculating energy
            consumption per day

            if float(power) > peak:
                peak = float(power)
                # finding absolute peak
            power per day

            p_avg_day = e_cons_day/len(day[1]) # avg power per day
            paa_day = peak - p_avg_day
            # max peak above average
            per day
            pta_day = peak/p_avg_day
            # relative relation peak to
            average

            # iterates same table as above but now p_avg_day is known
            pta_24_day = [(float(p)-p_avg_day) for p in day[1] if float(p)
> p_avg_day]

```

```

        for e in pta_24_day:
            consumption # sum energy in hours with
            sum_e_ada_day += e # higher than the daily avg
            minus the avg # (energy that needs to be
            stored by the batteries)

            if len(table[-1]) < 8: # effectively means: not in use
                when function is used by calcus_month

                    table[counter].append(peak) # [2]
                    table[counter].append('%.2f' % e_cons_day) # [3]
                    table[counter].append('%.2f' % p_avg_day) # [4]
                    table[counter].append('%.2f' % sum_e_ada_day) # [5] #
            dimensioning energy (day)
                    table[counter].append('%.2f' % paa_day) # [6] #
            dimensioning power (day)
                    table[counter].append('%.2f' % pta_day) # [7]
                    counter += 1

        return table

def calcus_month(table_expanded):
    """
    # Part 2: Calculating monthly values using table from part 1
    (calcus_day)
    # monthly energy consumption (e_total_cons_month)
    m of consumption in high energy hours (sum_e_ada_month)
    DIMENSIONING ENERGY (MONTH)
    """

    # defining variables and setting initial values
    m_nr = table_expanded[0][0].split('.'); month_nr = m_nr[1]
    days_in_month = 0
    e_total_cons_month = 0
    e_ada_month = 0
    monthly = []
    power_month = []
    mo_peak = 0
    peak_p_diff_m = 0
    peak_e_ada_day = 0
    peak_paa_day = 0
    power_listed_daily = []

    # table_expanded is the list of ...
    for day in table_expanded:

        day_split = day[0].split('.')

        # collecting (sum_e_ama_daying) days into months (month for
        month, one month at a time)
        if day_split[1] == month_nr: # and day != table[-1]: #
            day_split[1] is the month number

            days_in_month += 1
            e_total_cons_month += float(day[3]) # MONTHLY
            consumption is sum of DAILY cons.

```

```

        e_ada_month += float(day[5])      # sum energy hours above
avg minus DAILY avg. (ada = above daily average)

        # power_month is the collection of all powers that month
(24 values per day for all days this month)
        for p in day[1]:
            power_month.append(p)

        power_listed_daily.append(day[1])

        if float(day[5]) > peak_e_ada_day:
            peak_e_ada_day = float(day[5])

        if float(day[6]) > peak_paa_day:
            peak_paa_day = float(day[6])

    else:

        if day == table_expanded[-1]:
            days_in_month += 1
            e_total_cons_month += float(day[3])      # MONTHLY
consumption is sum of DAILY cons.
            e_ada_month += float(day[5])      # sum energy hours
above avg minus DAILY avg.

            # finding monthly avg power
            p_avg_month = e_total_cons_month/float(days_in_month)/24.

            # list of all positive differences this month
            p_pos_diffs_m = [(float(p) - p_avg_month) for p in
power_month if float(p) > p_avg_month]

            e_ama_month = 0                  # ama: above monthly avg
            for p in p_pos_diffs_m:
                e_ama_month += p           # energy in hours with
consumption higher than monthly avg
            # sum of all positive
differences a particular month
            if float(p) > peak_p_diff_m:
                peak_p_diff_m = float(p)

            for p in power_month:
                if float(p) > mo_peak:
                    mo_peak = float(p)

            # energy, day values for hours of consumption higher than
the monthly avg
            e_ama_day_whole_month = []
            peak_e_ama_day = 0
            for particular_day in power_listed_daily:    # one month =>
28-31 iterations

                e_ama_day = 0              # new sum for every day
                for p in particular_day:
                    if float(p) > p_avg_month:

```

```

        e_ama_day += (float(p)-p_avg_month) # energy in
top (above month mean), daily
        e_ama_day_whole_month.append(e_ama_day)

        for element in e_ama_day_whole_month:
            if element > peak_e_ama_day:
                peak_e_ama_day = element # abs peak energy
month

        # appending calculated values to the list that is returned
by the function
        monthly.append(
            [month_nr, # 0
             days_in_month, # 1
             '%.2f' % e_total_cons_month, # 2
             '%.2f' % p_avg_month, # 3 # also energy per
hour
             '%.2f' % e_ama_month, # 4
             '%.2f' % e_ada_month, # 5
             '%.2f' % peak_e_ama_day, # 6 # dimensioning
energy
             '%.2f' % peak_p_diff_m, # 7 # dimensioning
power (compared to monthly avg)
             '%.2f' % peak_e_ada_day,
             '%.2f' % peak_paa_day
            ]
        )

        # print, for code check
        print 'Month:', month_nr
        print 'Days in month:', days_in_month
        print 'avg p month', p_avg_month
        print 'dim power (pta_abs_month)', peak_p_diff_m
        print 'peak_e_ama_day', peak_e_ama_day
        print 'mo_peak', mo_peak
        print '-----'

        # resetting
        month_nr = day_split[1]
        e_total_cons_month = float(day[3])
        e_ada_month = float(day[5])
        days_in_month = 1
        power_month = []
        peak_p_diff_m = 0
        power_listed_daily = [day[1]]
        mo_peak = 0
        peak_e_ada_day = float(day[5])
        peak_paa_day = float(day[6])
        for p in day[1]:
            power_month.append(p)

        print '
(DIM POWER)'
        print '
peak peak peak'
        print 'month, days, consumption, p_avg, e_ama_m, e_ada_m,
e_ama_d, p_diff_m, e_ada_d, paa_day'
        #print monthly

```



```

return monthly #table

def by_hour(table):
    """
    ordner etter klokkeslett
    kan returnere dictionary og/eller nested list
    """

    a = []
    b = ['%.2d' % i for i in range(24)]
    dic1 = {}
    d = []
    for i in b:
        # i = 00:23

        for j in table:
            # table = [many entries]
            if ' %s' % i in j[0]:
                # list a if the hour is right
                a.append(j)
            # a is two column table

    for k in b:
        # type(k) = string
        L = []
        for row in a:
            if ' %s' % k in row[0]:
                c = row[0].split(';')
                #!!!! changed from ';'
                L.append(c)
        d.append(L)
        dic1[k] = d
    return d

def mod_elspot(table):
    newtable = []
    for element in table:
        if element == table[1] or element == table[2]:
            newtable.append(element)
    return newtable

def by_hour_elspot(table):
    """
    ordner etter klokkeslett
    kan returnere dictionary og/eller nested list
    """

    a = []
    b = ['%.2d' % i for i in range(24)]
    dic1 = {}
    d = []
    for i in b:
        # i = 00:23

        for j in table:
            # table = [many entries]
            if ' %s' % i in j[0]:
                # list a if the hour is right
                a.append(j)
            # a is two column table

    for k in b:
        # type(k) = string
        L = []
        for row in a:
            if ' %s' % k in row[0]:
                c = row[0].split(';')
                #!!!! changed from ';'

```

```

        L.append(c)
    d.append(L)
    dic1[k] = d
return d

def mean(nestedlist):
    """
    Returns a list of mean values calculated from a nested list
    """

    meanlist = []
    for j in nestedlist: # 24 iterations, j is a
list with 90 ks, klokkelista
        c = 0
        for i in range(len(nestedlist[0])): # 90 iterations, a list,
kronologisk
            c += float(j[i][1])
            c = float(c)
            d = c/len(nestedlist[0]) # len(nestedlist[0]) = 90
            d = '%.2f' % d
            meanlist.append(d)
    return meanlist

def namestr(obj, namespace):
    return [name for name in namespace if name is obj]

def write(nestedlist, meanlist):
    """
    write writes to file in the preferred format
    """

    # initial values
    m = 0
    d = [0]
    n = 0
    b = ['%.2d' % i for i in range(24)]

    name1 = namestr(nestedlist, globals())
    name2 = namestr(meanlist, globals())
    outfile = open('%s.dat' % name1[0], 'w')

    outfile.write('Date')
    for k in b:
        outfile.write(' %s' % k)
    outfile.write(' %s' % name2[0]), outfile.write('_0-23')
    outfile.write('\n')
    for i in range(len(nestedlist[0])): # rows, 90 iterations, a
list, kronologisk
        for j in nestedlist: # columns, 24 iterations,
j is a list with 90 ks
            c = j[i][0].split(' ')
            if c[0] != d[0]:
                outfile.write('%s' % c[0])
                outfile.write(' %.2f' % float(j[m][1])) # j[radj s j[dag
klokke][effekt]

```

```

        d = j[i][0].split(' ')
    if n < len(meanlist):                # len(meanlist) is 24
        outfile.write(' %.2f' % float(meanlist[n]))
        n += 1

    outfile.write('\n')                  # starts new row

    m += 1

outfile.close()

def write2(table):
    outfile = open('calcus_output_Ro.dat', 'w')
    for element in table:
        str_element = str(element)
        string_element = re.sub("[^\d\\.:\]", " ", "%s" % str_element)
        outfile.write(string_element)
        outfile.write('\n')
    outfile.close()

def write3(table):
    outfile = open('daily_output.dat', 'w')
    header = ['date', 'peak', 'energy_consumption', 'average',
'e_ada_day', 'paa_day', 'pta_day']
    for j in header:
        outfile.write(j)
        outfile.write(' ')
    outfile.write('\n')
    for element in table:
        for i in element:
            if i == element[1]:
                a = 1                # irrelevant
            else:
                outfile.write(str(i))
                outfile.write(' ')
        outfile.write('\n')
    outfile.close()

if __name__ == "__main__":

    infile1 = open('Gardermoen2_korr2.csv', 'r') # CSV file

    infile2 = open('Hafslund_Romerike_korr2.csv', 'r')

    # Call Gardermoen
    Gm1718 = reader(infile1)
    Gm_vinter1718 = Gm1718[594-1:2753]
        #Gm_sommer18 = Gm1718[3497-1:8632]
    Gm_tidy = ttable(Gm1718[593:])
    Gm_sort = sorter(Gm_tidy)
    Gm_cal_d = calcus_day(Gm_sort)
    Gm_cal_m = calcus_month(Gm_cal_d)

    Gm_v1718 = by_hour(Gm_vinter1718)

```

```

Gm_mean_P_v1718 = mean(Gm_v1718)

write(Gm_v1718, Gm_mean_P_v1718)

write2(Gm_cal_m)

fgh = calcus_day(Gm_sort)
write3(fgh)

# Call Romerike
Ro1718 = reader(infile2)

Ro_tidy = ttable(Ro1718[590:])
Ro_sort = sorter(Ro_tidy)
Ro_cal_d = calcus_day(Ro_sort)
Ro_cal_m = calcus_month(Ro_cal_d)

Ro_v1718 = by_hour(Ro_vinter1718)

Ro_mean_P_v1718 = mean(Ro_v1718)

write(Ro_v1718, Ro_mean_P_v1718)
write(Ro_sl8, Ro_mean_P_sl8)

write2(Ro_cal_m)

# For Romerike: Value for 25.03.2018 02:00:00 is missing so I set this
equal to the average of 01 and 03 same day; (379,57+383,43)/2 = 381,50.

```

Vedlegg 3: Elforbruksdata for Gardermoen fra Hafslund (vintermånedene samt mars)

Time Stamp	Power	1.12.2017 18:00	22.79	2.12.2017 13:00	22.93	3.12.2017 8:00	21.06
1.12.2017 0:00	21.2	1.12.2017 19:00	22.55	2.12.2017 14:00	22.54	3.12.2017 9:00	19.79
1.12.2017 1:00	21.14	1.12.2017 20:00	23.45	2.12.2017 15:00	22.05	3.12.2017 10:00	19.42
1.12.2017 2:00	19.84	1.12.2017 21:00	22.68	2.12.2017 16:00	22.77	3.12.2017 11:00	20.48
1.12.2017 3:00	20.17	1.12.2017 22:00	21.86	2.12.2017 17:00	21.9	3.12.2017 12:00	20.37
1.12.2017 4:00	19.68	1.12.2017 23:00	21.76	2.12.2017 18:00	20.65	3.12.2017 13:00	20.66
1.12.2017 5:00	19.83	2.12.2017 0:00	21.33	2.12.2017 19:00	20.95	3.12.2017 14:00	20.76
1.12.2017 6:00	20.86	2.12.2017 1:00	20.74	2.12.2017 20:00	20.85	3.12.2017 15:00	20.76
1.12.2017 7:00	22.72	2.12.2017 2:00	20.38	2.12.2017 21:00	20.46	3.12.2017 16:00	21.85
1.12.2017 8:00	24.1	2.12.2017 3:00	19.94	2.12.2017 22:00	20.26	3.12.2017 17:00	22.35
1.12.2017 9:00	24.04	2.12.2017 4:00	20.24	2.12.2017 23:00	20.09	3.12.2017 18:00	22.2
1.12.2017 10:00	22.6	2.12.2017 5:00	20.23	3.12.2017 0:00	19.59	3.12.2017 19:00	21.92
1.12.2017 11:00	23.45	2.12.2017 6:00	20.62	3.12.2017 1:00	20.27	3.12.2017 20:00	21.34
1.12.2017 12:00	22.78	2.12.2017 7:00	21.82	3.12.2017 2:00	19.89	3.12.2017 21:00	21.42
1.12.2017 13:00	22.41	2.12.2017 8:00	21.95	3.12.2017 3:00	19.75	3.12.2017 22:00	21.21
1.12.2017 14:00	22.44	2.12.2017 9:00	21.98	3.12.2017 4:00	19.68	3.12.2017 23:00	21.04
1.12.2017 15:00	22.05	2.12.2017 10:00	22.23	3.12.2017 5:00	19.93	4.12.2017 0:00	20.19
1.12.2017 16:00	23.79	2.12.2017 11:00	21.77	3.12.2017 6:00	20.53	4.12.2017 1:00	20.41
1.12.2017 17:00	23.22	2.12.2017 12:00	22.44	3.12.2017 7:00	20.77	4.12.2017 2:00	19.77

4.12.2017 3:00	19.96	6.12.2017 22:00	21.58	9.12.2017 17:00	20.28	12.12.2017 12:00	23.95
4.12.2017 4:00	19.97	6.12.2017 23:00	20.85	9.12.2017 18:00	20.48	12.12.2017 13:00	22.81
4.12.2017 5:00	20.43	7.12.2017 0:00	20.15	9.12.2017 19:00	19.96	12.12.2017 14:00	22.82
4.12.2017 6:00	21.47	7.12.2017 1:00	20.73	9.12.2017 20:00	20.17	12.12.2017 15:00	23.44
4.12.2017 7:00	23	7.12.2017 2:00	20.23	9.12.2017 21:00	19.95	12.12.2017 16:00	24.02
4.12.2017 8:00	23.98	7.12.2017 3:00	19.77	9.12.2017 22:00	20.23	12.12.2017 17:00	24.09
4.12.2017 9:00	24.45	7.12.2017 4:00	20.03	9.12.2017 23:00	19.89	12.12.2017 18:00	23.64
4.12.2017 10:00	24	7.12.2017 5:00	20.38	10.12.2017 0:00	19.69	12.12.2017 19:00	23.32
4.12.2017 11:00	23.55	7.12.2017 6:00	21.18	10.12.2017 1:00	19.69	12.12.2017 20:00	23.47
4.12.2017 12:00	23.23	7.12.2017 7:00	22.93	10.12.2017 2:00	19.44	12.12.2017 21:00	23.49
4.12.2017 13:00	22.89	7.12.2017 8:00	23.04	10.12.2017 3:00	19.61	12.12.2017 22:00	22.63
4.12.2017 14:00	22.84	7.12.2017 9:00	23.34	10.12.2017 4:00	19.71	12.12.2017 23:00	22.1
4.12.2017 15:00	23.39	7.12.2017 10:00	22.73	10.12.2017 5:00	20.11	13.12.2017 0:00	21.49
4.12.2017 16:00	23.51	7.12.2017 11:00	23.12	10.12.2017 6:00	20.5	13.12.2017 1:00	20.4
4.12.2017 17:00	22.44	7.12.2017 12:00	22.57	10.12.2017 7:00	21.6	13.12.2017 2:00	20.36
4.12.2017 18:00	23.4	7.12.2017 13:00	23.3	10.12.2017 8:00	21.54	13.12.2017 3:00	20.21
4.12.2017 19:00	22.94	7.12.2017 14:00	22.4	10.12.2017 9:00	21.01	13.12.2017 4:00	20.46
4.12.2017 20:00	22.85	7.12.2017 15:00	22.62	10.12.2017 10:00	21.19	13.12.2017 5:00	20.53
4.12.2017 21:00	22.31	7.12.2017 16:00	21.91	10.12.2017 11:00	22.09	13.12.2017 6:00	21.65
4.12.2017 22:00	21.48	7.12.2017 17:00	21.85	10.12.2017 12:00	21.72	13.12.2017 7:00	22.92
4.12.2017 23:00	21.57	7.12.2017 18:00	21.48	10.12.2017 13:00	21.83	13.12.2017 8:00	23.32
5.12.2017 0:00	20.5	7.12.2017 19:00	20.65	10.12.2017 14:00	21.96	13.12.2017 9:00	24.33
5.12.2017 1:00	20.09	7.12.2017 20:00	21.02	10.12.2017 15:00	22.84	13.12.2017 10:00	24.51
5.12.2017 2:00	20.06	7.12.2017 21:00	20.47	10.12.2017 16:00	23.16	13.12.2017 11:00	24.64
5.12.2017 3:00	20.04	7.12.2017 22:00	20.54	10.12.2017 17:00	23.12	13.12.2017 12:00	23.83
5.12.2017 4:00	20.14	7.12.2017 23:00	19.87	10.12.2017 18:00	23.22	13.12.2017 13:00	25.05
5.12.2017 5:00	20.83	8.12.2017 0:00	19.76	10.12.2017 19:00	22.58	13.12.2017 14:00	24.72
5.12.2017 6:00	22.09	8.12.2017 1:00	18.91	10.12.2017 20:00	22.14	13.12.2017 15:00	25.29
5.12.2017 7:00	23.94	8.12.2017 2:00	18.64	10.12.2017 21:00	22.81	13.12.2017 16:00	25.09
5.12.2017 8:00	25.28	8.12.2017 3:00	18.9	10.12.2017 22:00	22.34	13.12.2017 17:00	24.31
5.12.2017 9:00	24.98	8.12.2017 4:00	19.02	10.12.2017 23:00	21.79	13.12.2017 18:00	24.27
5.12.2017 10:00	24.17	8.12.2017 5:00	19.47	11.12.2017 0:00	20.89	13.12.2017 19:00	23.81
5.12.2017 11:00	23.79	8.12.2017 6:00	20.47	11.12.2017 1:00	21.58	13.12.2017 20:00	23.64
5.12.2017 12:00	22.97	8.12.2017 7:00	21.35	11.12.2017 2:00	21.1	13.12.2017 21:00	23.25
5.12.2017 13:00	23.42	8.12.2017 8:00	22.76	11.12.2017 3:00	20.6	13.12.2017 22:00	22.78
5.12.2017 14:00	23.27	8.12.2017 9:00	22.88	11.12.2017 4:00	20.04	13.12.2017 23:00	22.05
5.12.2017 15:00	23.58	8.12.2017 10:00	22.07	11.12.2017 5:00	20.75	14.12.2017 0:00	21.67
5.12.2017 16:00	22.54	8.12.2017 11:00	21.47	11.12.2017 6:00	21.38	14.12.2017 1:00	21.52
5.12.2017 17:00	22.56	8.12.2017 12:00	22.39	11.12.2017 7:00	22.57	14.12.2017 2:00	20.89
5.12.2017 18:00	22.97	8.12.2017 13:00	22.55	11.12.2017 8:00	23.54	14.12.2017 3:00	21.24
5.12.2017 19:00	22.33	8.12.2017 14:00	21.73	11.12.2017 9:00	24.97	14.12.2017 4:00	20.23
5.12.2017 20:00	21.89	8.12.2017 15:00	22.02	11.12.2017 10:00	23.79	14.12.2017 5:00	20.98
5.12.2017 21:00	21.34	8.12.2017 16:00	22.34	11.12.2017 11:00	24.11	14.12.2017 6:00	22.15
5.12.2017 22:00	21.71	8.12.2017 17:00	22.43	11.12.2017 12:00	24.17	14.12.2017 7:00	23.35
5.12.2017 23:00	20.91	8.12.2017 18:00	22.16	11.12.2017 13:00	24.36	14.12.2017 8:00	24.09
6.12.2017 0:00	20.24	8.12.2017 19:00	21.63	11.12.2017 14:00	23.17	14.12.2017 9:00	24.16
6.12.2017 1:00	20.18	8.12.2017 20:00	21.13	11.12.2017 15:00	23.83	14.12.2017 10:00	24.12
6.12.2017 2:00	19.92	8.12.2017 21:00	21.37	11.12.2017 16:00	23.8	14.12.2017 11:00	23.47
6.12.2017 3:00	19.68	8.12.2017 22:00	21.37	11.12.2017 17:00	23.25	14.12.2017 12:00	23.72
6.12.2017 4:00	19.94	8.12.2017 23:00	20.64	11.12.2017 18:00	23.4	14.12.2017 13:00	23.4
6.12.2017 5:00	20.32	9.12.2017 0:00	19.46	11.12.2017 19:00	23.04	14.12.2017 14:00	22.45
6.12.2017 6:00	21.98	9.12.2017 1:00	19.68	11.12.2017 20:00	23.03	14.12.2017 15:00	23.34
6.12.2017 7:00	23.53	9.12.2017 2:00	19.16	11.12.2017 21:00	22.66	14.12.2017 16:00	23.11
6.12.2017 8:00	24.17	9.12.2017 3:00	18.73	11.12.2017 22:00	22.75	14.12.2017 17:00	23.64
6.12.2017 9:00	24.91	9.12.2017 4:00	18.3	11.12.2017 23:00	22.36	14.12.2017 18:00	22.67
6.12.2017 10:00	23.95	9.12.2017 5:00	18.92	12.12.2017 0:00	21.29	14.12.2017 19:00	22.88
6.12.2017 11:00	23.3	9.12.2017 6:00	19.28	12.12.2017 1:00	21.6	14.12.2017 20:00	22.49
6.12.2017 12:00	23.18	9.12.2017 7:00	20.62	12.12.2017 2:00	20.79	14.12.2017 21:00	22.59
6.12.2017 13:00	23.36	9.12.2017 8:00	20.55	12.12.2017 3:00	20.74	14.12.2017 22:00	22.52
6.12.2017 14:00	23.12	9.12.2017 9:00	20.82	12.12.2017 4:00	20.53	14.12.2017 23:00	21.94
6.12.2017 15:00	24.19	9.12.2017 10:00	19.59	12.12.2017 5:00	21.17	15.12.2017 0:00	21.01
6.12.2017 16:00	23.6	9.12.2017 11:00	19.86	12.12.2017 6:00	21.77	15.12.2017 1:00	20.43
6.12.2017 17:00	22.96	9.12.2017 12:00	19.84	12.12.2017 7:00	23.52	15.12.2017 2:00	19.94
6.12.2017 18:00	23.42	9.12.2017 13:00	20.51	12.12.2017 8:00	24.72	15.12.2017 3:00	19.84
6.12.2017 19:00	22.77	9.12.2017 14:00	19.74	12.12.2017 9:00	24.95	15.12.2017 4:00	20.09
6.12.2017 20:00	22.72	9.12.2017 15:00	19.44	12.12.2017 10:00	23.87	15.12.2017 5:00	20.52
6.12.2017 21:00	21.88	9.12.2017 16:00	20.23	12.12.2017 11:00	24.53	15.12.2017 6:00	21.31

15.12.2017 7:00	22.6	18.12.2017 2:00	20.9	20.12.2017 21:00	22.33	23.12.2017 16:00	18.96
15.12.2017 8:00	23.79	18.12.2017 3:00	20.52	20.12.2017 22:00	22.12	23.12.2017 17:00	19.25
15.12.2017 9:00	24.22	18.12.2017 4:00	19.47	20.12.2017 23:00	21.61	23.12.2017 18:00	19
15.12.2017 10:00	23.47	18.12.2017 5:00	21.06	21.12.2017 0:00	21.17	23.12.2017 19:00	19.1
15.12.2017 11:00	22.45	18.12.2017 6:00	21.62	21.12.2017 1:00	20.59	23.12.2017 20:00	18.45
15.12.2017 12:00	22.35	18.12.2017 7:00	24.27	21.12.2017 2:00	20.94	23.12.2017 21:00	18.57
15.12.2017 13:00	23.43	18.12.2017 8:00	24.74	21.12.2017 3:00	20.82	23.12.2017 22:00	18.49
15.12.2017 14:00	22.63	18.12.2017 9:00	25.51	21.12.2017 4:00	21.04	23.12.2017 23:00	17.9
15.12.2017 15:00	22.95	18.12.2017 10:00	24.47	21.12.2017 5:00	21.82	24.12.2017 0:00	17.46
15.12.2017 16:00	23.55	18.12.2017 11:00	25.25	21.12.2017 6:00	22	24.12.2017 1:00	17.45
15.12.2017 17:00	23.08	18.12.2017 12:00	24.53	21.12.2017 7:00	23.31	24.12.2017 2:00	17.57
15.12.2017 18:00	22.41	18.12.2017 13:00	24.46	21.12.2017 8:00	24.5	24.12.2017 3:00	17
15.12.2017 19:00	22.98	18.12.2017 14:00	24.37	21.12.2017 9:00	24.52	24.12.2017 4:00	17.71
15.12.2017 20:00	22.46	18.12.2017 15:00	24.78	21.12.2017 10:00	23.53	24.12.2017 5:00	17.75
15.12.2017 21:00	22.44	18.12.2017 16:00	24.7	21.12.2017 11:00	23.58	24.12.2017 6:00	18.24
15.12.2017 22:00	22.01	18.12.2017 17:00	24.31	21.12.2017 12:00	23.2	24.12.2017 7:00	19.06
15.12.2017 23:00	20.91	18.12.2017 18:00	24.38	21.12.2017 13:00	23.63	24.12.2017 8:00	18.49
16.12.2017 0:00	20.56	18.12.2017 19:00	24.13	21.12.2017 14:00	23.07	24.12.2017 9:00	18.59
16.12.2017 1:00	20.24	18.12.2017 20:00	23.62	21.12.2017 15:00	23.15	24.12.2017 10:00	17.64
16.12.2017 2:00	20.29	18.12.2017 21:00	23.06	21.12.2017 16:00	23.5	24.12.2017 11:00	17.93
16.12.2017 3:00	19.65	18.12.2017 22:00	23.1	21.12.2017 17:00	23.76	24.12.2017 12:00	17.46
16.12.2017 4:00	19.9	18.12.2017 23:00	22.81	21.12.2017 18:00	23.03	24.12.2017 13:00	17.77
16.12.2017 5:00	20.43	19.12.2017 0:00	21.78	21.12.2017 19:00	22.25	24.12.2017 14:00	17.83
16.12.2017 6:00	20.27	19.12.2017 1:00	22.17	21.12.2017 20:00	22.15	24.12.2017 15:00	17.41
16.12.2017 7:00	22.43	19.12.2017 2:00	21.66	21.12.2017 21:00	22.21	24.12.2017 16:00	18.32
16.12.2017 8:00	23.49	19.12.2017 3:00	21.08	21.12.2017 22:00	21.39	24.12.2017 17:00	18.52
16.12.2017 9:00	22.95	19.12.2017 4:00	21.78	21.12.2017 23:00	20.98	24.12.2017 18:00	18.42
16.12.2017 10:00	22.57	19.12.2017 5:00	22.65	22.12.2017 0:00	19.48	24.12.2017 19:00	18.01
16.12.2017 11:00	22.77	19.12.2017 6:00	23.03	22.12.2017 1:00	19.87	24.12.2017 20:00	18.2
16.12.2017 12:00	22.15	19.12.2017 7:00	24.61	22.12.2017 2:00	19.79	24.12.2017 21:00	17.83
16.12.2017 13:00	21.82	19.12.2017 8:00	24.91	22.12.2017 3:00	19.06	24.12.2017 22:00	18.1
16.12.2017 14:00	21.25	19.12.2017 9:00	25.01	22.12.2017 4:00	19.39	24.12.2017 23:00	18.44
16.12.2017 15:00	21.24	19.12.2017 10:00	19.13	22.12.2017 5:00	19.57	25.12.2017 0:00	17.53
16.12.2017 16:00	21.66	19.12.2017 11:00	24.75	22.12.2017 6:00	20.44	25.12.2017 1:00	17.37
16.12.2017 17:00	22.2	19.12.2017 12:00	24.82	22.12.2017 7:00	21.96	25.12.2017 2:00	17.25
16.12.2017 18:00	21.63	19.12.2017 13:00	25	22.12.2017 8:00	22.38	25.12.2017 3:00	17.66
16.12.2017 19:00	21.8	19.12.2017 14:00	24.75	22.12.2017 9:00	21.94	25.12.2017 4:00	17.75
16.12.2017 20:00	21.43	19.12.2017 15:00	24.72	22.12.2017 10:00	21.53	25.12.2017 5:00	18.71
16.12.2017 21:00	21.78	19.12.2017 16:00	25.41	22.12.2017 11:00	21.91	25.12.2017 6:00	19.06
16.12.2017 22:00	21.65	19.12.2017 17:00	24.78	22.12.2017 12:00	22.74	25.12.2017 7:00	19.59
16.12.2017 23:00	20.84	19.12.2017 18:00	24.98	22.12.2017 13:00	22.47	25.12.2017 8:00	20.02
17.12.2017 0:00	19.8	19.12.2017 19:00	23.88	22.12.2017 14:00	22.58	25.12.2017 9:00	20.31
17.12.2017 1:00	20.33	19.12.2017 20:00	23.72	22.12.2017 15:00	22.87	25.12.2017 10:00	18.42
17.12.2017 2:00	19.73	19.12.2017 21:00	22.75	22.12.2017 16:00	24.04	25.12.2017 11:00	19.13
17.12.2017 3:00	20.13	19.12.2017 22:00	22.65	22.12.2017 17:00	23.56	25.12.2017 12:00	19.54
17.12.2017 4:00	19.85	19.12.2017 23:00	21.72	22.12.2017 18:00	22.39	25.12.2017 13:00	19.42
17.12.2017 5:00	20.34	20.12.2017 0:00	21.33	22.12.2017 19:00	22.09	25.12.2017 14:00	19.31
17.12.2017 6:00	21	20.12.2017 1:00	20.86	22.12.2017 20:00	21.73	25.12.2017 15:00	19.69
17.12.2017 7:00	21.62	20.12.2017 2:00	20.83	22.12.2017 21:00	21.19	25.12.2017 16:00	20.29
17.12.2017 8:00	21.68	20.12.2017 3:00	20.65	22.12.2017 22:00	21.01	25.12.2017 17:00	20.11
17.12.2017 9:00	21.02	20.12.2017 4:00	20.23	22.12.2017 23:00	19.46	25.12.2017 18:00	19.89
17.12.2017 10:00	21.22	20.12.2017 5:00	20.75	23.12.2017 0:00	18.78	25.12.2017 19:00	19.45
17.12.2017 11:00	22.19	20.12.2017 6:00	22.63	23.12.2017 1:00	18.55	25.12.2017 20:00	18.88
17.12.2017 12:00	22.27	20.12.2017 7:00	23.44	23.12.2017 2:00	18.1	25.12.2017 21:00	18.74
17.12.2017 13:00	22.07	20.12.2017 8:00	24.28	23.12.2017 3:00	17.54	25.12.2017 22:00	19.09
17.12.2017 14:00	22.28	20.12.2017 9:00	24.61	23.12.2017 4:00	17.72	25.12.2017 23:00	18.33
17.12.2017 15:00	23.11	20.12.2017 10:00	23.59	23.12.2017 5:00	18.07	26.12.2017 0:00	17.76
17.12.2017 16:00	22.5	20.12.2017 11:00	24.24	23.12.2017 6:00	18.58	26.12.2017 1:00	17.77
17.12.2017 17:00	22.07	20.12.2017 12:00	23.64	23.12.2017 7:00	19.25	26.12.2017 2:00	17.12
17.12.2017 18:00	22.28	20.12.2017 13:00	24.33	23.12.2017 8:00	19.71	26.12.2017 3:00	17.42
17.12.2017 19:00	22.14	20.12.2017 14:00	23.87	23.12.2017 9:00	20.15	26.12.2017 4:00	18
17.12.2017 20:00	21.9	20.12.2017 15:00	23.45	23.12.2017 10:00	19.1	26.12.2017 5:00	18.67
17.12.2017 21:00	21.49	20.12.2017 16:00	23.79	23.12.2017 11:00	19.17	26.12.2017 6:00	19.84
17.12.2017 22:00	21.13	20.12.2017 17:00	23.44	23.12.2017 12:00	19.6	26.12.2017 7:00	20.26
17.12.2017 23:00	20.47	20.12.2017 18:00	23.3	23.12.2017 13:00	19.38	26.12.2017 8:00	20.66
18.12.2017 0:00	20.37	20.12.2017 19:00	22.93	23.12.2017 14:00	19	26.12.2017 9:00	22.01
18.12.2017 1:00	20.81	20.12.2017 20:00	23.02	23.12.2017 15:00	18.63	26.12.2017 10:00	20.74

26.12.2017 11:00	20.27	29.12.2017 6:00	19.35	1.1.2018 1:00	18.16	3.1.2018 20:00	21.75
26.12.2017 12:00	20.22	29.12.2017 7:00	20.66	1.1.2018 2:00	18.24	3.1.2018 21:00	21.49
26.12.2017 13:00	20.23	29.12.2017 8:00	21.54	1.1.2018 3:00	18.45	3.1.2018 22:00	21.02
26.12.2017 14:00	20.64	29.12.2017 9:00	22.17	1.1.2018 4:00	18.45	3.1.2018 23:00	21.1
26.12.2017 15:00	20.31	29.12.2017 10:00	20.6	1.1.2018 5:00	18.93	4.1.2018 0:00	19.84
26.12.2017 16:00	20.73	29.12.2017 11:00	20.67	1.1.2018 6:00	19.24	4.1.2018 1:00	19.73
26.12.2017 17:00	21.23	29.12.2017 12:00	20.81	1.1.2018 7:00	19.69	4.1.2018 2:00	19.49
26.12.2017 18:00	20.28	29.12.2017 13:00	21.03	1.1.2018 8:00	20.31	4.1.2018 3:00	18.99
26.12.2017 19:00	20.12	29.12.2017 14:00	20.64	1.1.2018 9:00	19.98	4.1.2018 4:00	18.42
26.12.2017 20:00	20.04	29.12.2017 15:00	21.3	1.1.2018 10:00	19.06	4.1.2018 5:00	18.99
26.12.2017 21:00	20.21	29.12.2017 16:00	21.95	1.1.2018 11:00	19.18	4.1.2018 6:00	20.44
26.12.2017 22:00	19.66	29.12.2017 17:00	21.5	1.1.2018 12:00	19.28	4.1.2018 7:00	21.82
26.12.2017 23:00	19.6	29.12.2017 18:00	21.14	1.1.2018 13:00	19.63	4.1.2018 8:00	22.55
27.12.2017 0:00	19.35	29.12.2017 19:00	20.59	1.1.2018 14:00	19.42	4.1.2018 9:00	22.66
27.12.2017 1:00	19.18	29.12.2017 20:00	20.83	1.1.2018 15:00	19.66	4.1.2018 10:00	22.4
27.12.2017 2:00	19.36	29.12.2017 21:00	20.06	1.1.2018 16:00	20.67	4.1.2018 11:00	22.53
27.12.2017 3:00	18.42	29.12.2017 22:00	20.19	1.1.2018 17:00	20.38	4.1.2018 12:00	22.52
27.12.2017 4:00	18.5	29.12.2017 23:00	19.48	1.1.2018 18:00	20.21	4.1.2018 13:00	21.67
27.12.2017 5:00	18.71	30.12.2017 0:00	19.97	1.1.2018 19:00	20.03	4.1.2018 14:00	21.06
27.12.2017 6:00	19.83	30.12.2017 1:00	19.36	1.1.2018 20:00	19.27	4.1.2018 15:00	22.21
27.12.2017 7:00	20.7	30.12.2017 2:00	19.18	1.1.2018 21:00	18.84	4.1.2018 16:00	22.85
27.12.2017 8:00	20.99	30.12.2017 3:00	18.98	1.1.2018 22:00	19.22	4.1.2018 17:00	22.28
27.12.2017 9:00	21.06	30.12.2017 4:00	19.07	1.1.2018 23:00	18.86	4.1.2018 18:00	22.36
27.12.2017 10:00	21.06	30.12.2017 5:00	18.76	2.1.2018 0:00	18.02	4.1.2018 19:00	21.77
27.12.2017 11:00	20.27	30.12.2017 6:00	19.22	2.1.2018 1:00	18.03	4.1.2018 20:00	21.17
27.12.2017 12:00	19.98	30.12.2017 7:00	20.12	2.1.2018 2:00	17.75	4.1.2018 21:00	21.23
27.12.2017 13:00	20.29	30.12.2017 8:00	20.42	2.1.2018 3:00	17.87	4.1.2018 22:00	21.12
27.12.2017 14:00	20.34	30.12.2017 9:00	20.63	2.1.2018 4:00	18	4.1.2018 23:00	20.99
27.12.2017 15:00	20.7	30.12.2017 10:00	19.56	2.1.2018 5:00	18.65	5.1.2018 0:00	20.21
27.12.2017 16:00	21.02	30.12.2017 11:00	19.7	2.1.2018 6:00	19.53	5.1.2018 1:00	19.35
27.12.2017 17:00	21.19	30.12.2017 12:00	20.52	2.1.2018 7:00	20.84	5.1.2018 2:00	19.28
27.12.2017 18:00	20.72	30.12.2017 13:00	20.08	2.1.2018 8:00	21.76	5.1.2018 3:00	19.36
27.12.2017 19:00	20.46	30.12.2017 14:00	19.98	2.1.2018 9:00	21.85	5.1.2018 4:00	19.22
27.12.2017 20:00	20.36	30.12.2017 15:00	20.52	2.1.2018 10:00	21.46	5.1.2018 5:00	19.55
27.12.2017 21:00	19.63	30.12.2017 16:00	20.53	2.1.2018 11:00	21.13	5.1.2018 6:00	20.35
27.12.2017 22:00	20.19	30.12.2017 17:00	20.4	2.1.2018 12:00	21.15	5.1.2018 7:00	21.13
27.12.2017 23:00	20.05	30.12.2017 18:00	19.71	2.1.2018 13:00	20.83	5.1.2018 8:00	22.25
28.12.2017 0:00	19.54	30.12.2017 19:00	19.85	2.1.2018 14:00	21.1	5.1.2018 9:00	23.06
28.12.2017 1:00	19.97	30.12.2017 20:00	19.65	2.1.2018 15:00	20.59	5.1.2018 10:00	21.99
28.12.2017 2:00	19.2	30.12.2017 21:00	19.1	2.1.2018 16:00	22.16	5.1.2018 11:00	22.28
28.12.2017 3:00	18.63	30.12.2017 22:00	19.71	2.1.2018 17:00	21.73	5.1.2018 12:00	22.79
28.12.2017 4:00	18.82	30.12.2017 23:00	19.16	2.1.2018 18:00	21.4	5.1.2018 13:00	21.6
28.12.2017 5:00	19.63	31.12.2017 0:00	19.22	2.1.2018 19:00	20.92	5.1.2018 14:00	21.66
28.12.2017 6:00	20.11	31.12.2017 1:00	19.03	2.1.2018 20:00	20.85	5.1.2018 15:00	22.84
28.12.2017 7:00	21.63	31.12.2017 2:00	18.6	2.1.2018 21:00	20.51	5.1.2018 16:00	23.58
28.12.2017 8:00	21.58	31.12.2017 3:00	18.57	2.1.2018 22:00	20.29	5.1.2018 17:00	23.02
28.12.2017 9:00	22.65	31.12.2017 4:00	18.68	2.1.2018 23:00	20.16	5.1.2018 18:00	22.75
28.12.2017 10:00	21.37	31.12.2017 5:00	18.98	3.1.2018 0:00	19.99	5.1.2018 19:00	22.18
28.12.2017 11:00	21.49	31.12.2017 6:00	19.85	3.1.2018 1:00	19.68	5.1.2018 20:00	22.05
28.12.2017 12:00	22.08	31.12.2017 7:00	21.15	3.1.2018 2:00	19.3	5.1.2018 21:00	22.06
28.12.2017 13:00	20.45	31.12.2017 8:00	20.53	3.1.2018 3:00	18.8	5.1.2018 22:00	21.66
28.12.2017 14:00	20.59	31.12.2017 9:00	20.74	3.1.2018 4:00	19.01	5.1.2018 23:00	20.64
28.12.2017 15:00	21.14	31.12.2017 10:00	20.05	3.1.2018 5:00	20.29	6.1.2018 0:00	19.76
28.12.2017 16:00	21.58	31.12.2017 11:00	19.73	3.1.2018 6:00	21.22	6.1.2018 1:00	19.27
28.12.2017 17:00	21.27	31.12.2017 12:00	19.71	3.1.2018 7:00	22.74	6.1.2018 2:00	18.97
28.12.2017 18:00	20.71	31.12.2017 13:00	19.4	3.1.2018 8:00	22.83	6.1.2018 3:00	18.81
28.12.2017 19:00	20.14	31.12.2017 14:00	19.63	3.1.2018 9:00	23.65	6.1.2018 4:00	18.83
28.12.2017 20:00	20.26	31.12.2017 15:00	19.36	3.1.2018 10:00	22.63	6.1.2018 5:00	19.17
28.12.2017 21:00	19.88	31.12.2017 16:00	20.46	3.1.2018 11:00	22.74	6.1.2018 6:00	19.57
28.12.2017 22:00	19.87	31.12.2017 17:00	20.34	3.1.2018 12:00	23.05	6.1.2018 7:00	20.03
28.12.2017 23:00	19.01	31.12.2017 18:00	19.56	3.1.2018 13:00	22.77	6.1.2018 8:00	20.74
29.12.2017 0:00	18.25	31.12.2017 19:00	19.78	3.1.2018 14:00	22.1	6.1.2018 9:00	20.48
29.12.2017 1:00	19.12	31.12.2017 20:00	19.46	3.1.2018 15:00	23.04	6.1.2018 10:00	20.57
29.12.2017 2:00	18.67	31.12.2017 21:00	19.26	3.1.2018 16:00	23.22	6.1.2018 11:00	20.81
29.12.2017 3:00	17.8	31.12.2017 22:00	19.09	3.1.2018 17:00	22.17	6.1.2018 12:00	20.73
29.12.2017 4:00	18.12	31.12.2017 23:00	19.08	3.1.2018 18:00	22.01	6.1.2018 13:00	20.33
29.12.2017 5:00	18.55	1.1.2018 0:00	18.44	3.1.2018 19:00	21.54	6.1.2018 14:00	19.79

6.1.2018 15:00 18.63	9.1.2018 10:00 22.93	12.1.2018 5:00 26.16	15.1.2018 0:00 25.36
6.1.2018 16:00 20.79	9.1.2018 11:00 23.62	12.1.2018 6:00 27.94	15.1.2018 1:00 24.91
6.1.2018 17:00 20.99	9.1.2018 12:00 23.8	12.1.2018 7:00 29.43	15.1.2018 2:00 23.07
6.1.2018 18:00 19.88	9.1.2018 13:00 23.72	12.1.2018 8:00 30.14	15.1.2018 3:00 23.59
6.1.2018 19:00 19.94	9.1.2018 14:00 23.93	12.1.2018 9:00 29.72	15.1.2018 4:00 25.13
6.1.2018 20:00 19.53	9.1.2018 15:00 24.5	12.1.2018 10:00 29.04	15.1.2018 5:00 24.87
6.1.2018 21:00 19.42	9.1.2018 16:00 24.45	12.1.2018 11:00 29.04	15.1.2018 6:00 26.42
6.1.2018 22:00 19.53	9.1.2018 17:00 23.49	12.1.2018 12:00 29.37	15.1.2018 7:00 26.21
6.1.2018 23:00 19.13	9.1.2018 18:00 23.06	12.1.2018 13:00 29.03	15.1.2018 8:00 28.06
7.1.2018 0:00 19.16	9.1.2018 19:00 22.74	12.1.2018 14:00 29.14	15.1.2018 9:00 31.82
7.1.2018 1:00 19.07	9.1.2018 20:00 22.33	12.1.2018 15:00 26.77	15.1.2018 10:00 30.41
7.1.2018 2:00 18.98	9.1.2018 21:00 21.58	12.1.2018 16:00 29.14	15.1.2018 11:00 31.85
7.1.2018 3:00 18.67	9.1.2018 22:00 22.3	12.1.2018 17:00 27.64	15.1.2018 12:00 30.96
7.1.2018 4:00 18.82	9.1.2018 23:00 21.83	12.1.2018 18:00 27.8	15.1.2018 13:00 32.1
7.1.2018 5:00 19.48	10.1.2018 0:00 21.29	12.1.2018 19:00 28.42	15.1.2018 14:00 32.02
7.1.2018 6:00 19.93	10.1.2018 1:00 20.73	12.1.2018 20:00 28.57	15.1.2018 15:00 31.37
7.1.2018 7:00 20.93	10.1.2018 2:00 20.69	12.1.2018 21:00 27.77	15.1.2018 16:00 28.25
7.1.2018 8:00 20.98	10.1.2018 3:00 20.19	12.1.2018 22:00 27.88	15.1.2018 17:00 29.08
7.1.2018 9:00 20.15	10.1.2018 4:00 20.12	12.1.2018 23:00 27.12	15.1.2018 18:00 31.56
7.1.2018 10:00 19.95	10.1.2018 5:00 20.33	13.1.2018 0:00 26.54	15.1.2018 19:00 26.84
7.1.2018 11:00 20.99	10.1.2018 6:00 21.42	13.1.2018 1:00 26.78	15.1.2018 20:00 28.52
7.1.2018 12:00 21.03	10.1.2018 7:00 22.83	13.1.2018 2:00 25.41	15.1.2018 21:00 27.08
7.1.2018 13:00 20.93	10.1.2018 8:00 23.76	13.1.2018 3:00 24.96	15.1.2018 22:00 25.59
7.1.2018 14:00 21.11	10.1.2018 9:00 24.29	13.1.2018 4:00 23.47	15.1.2018 23:00 28.53
7.1.2018 15:00 21.63	10.1.2018 10:00 23.66	13.1.2018 5:00 26.53	16.1.2018 0:00 28.27
7.1.2018 16:00 21.95	10.1.2018 11:00 23.83	13.1.2018 6:00 27.13	16.1.2018 1:00 25.51
7.1.2018 17:00 22.06	10.1.2018 12:00 23.84	13.1.2018 7:00 26.98	16.1.2018 2:00 26
7.1.2018 18:00 21.33	10.1.2018 13:00 23.56	13.1.2018 8:00 26.19	16.1.2018 3:00 25.32
7.1.2018 19:00 21.77	10.1.2018 14:00 24.19	13.1.2018 9:00 28.5	16.1.2018 4:00 26.4
7.1.2018 20:00 21.71	10.1.2018 15:00 26.51	13.1.2018 10:00 24.62	16.1.2018 5:00 28.53
7.1.2018 21:00 20.94	10.1.2018 16:00 28.32	13.1.2018 11:00 25.72	16.1.2018 6:00 27.88
7.1.2018 22:00 21.01	10.1.2018 17:00 28.79	13.1.2018 12:00 26.8	16.1.2018 7:00 27.57
7.1.2018 23:00 20.56	10.1.2018 18:00 30.06	13.1.2018 13:00 26.44	16.1.2018 8:00 29.13
8.1.2018 0:00 20.06	10.1.2018 19:00 29.19	13.1.2018 14:00 23.76	16.1.2018 9:00 29.88
8.1.2018 1:00 19.55	10.1.2018 20:00 28.87	13.1.2018 15:00 25.3	16.1.2018 10:00 29.64
8.1.2018 2:00 19.5	10.1.2018 21:00 29.34	13.1.2018 16:00 26.58	16.1.2018 11:00 30.1
8.1.2018 3:00 19.95	10.1.2018 22:00 29.18	13.1.2018 17:00 24.07	16.1.2018 12:00 31.7
8.1.2018 4:00 19.48	10.1.2018 23:00 28.47	13.1.2018 18:00 22.27	16.1.2018 13:00 31.85
8.1.2018 5:00 19.8	11.1.2018 0:00 27.36	13.1.2018 19:00 24.14	16.1.2018 14:00 31.14
8.1.2018 6:00 20.77	11.1.2018 1:00 27.61	13.1.2018 20:00 24.55	16.1.2018 15:00 30.44
8.1.2018 7:00 22.27	11.1.2018 2:00 27.26	13.1.2018 21:00 23.22	16.1.2018 16:00 29.11
8.1.2018 8:00 23	11.1.2018 3:00 27.31	13.1.2018 22:00 21.29	16.1.2018 17:00 29.13
8.1.2018 9:00 23.07	11.1.2018 4:00 26.9	13.1.2018 23:00 24.08	16.1.2018 18:00 26.41
8.1.2018 10:00 22.79	11.1.2018 5:00 27.27	14.1.2018 0:00 21.02	16.1.2018 19:00 26.19
8.1.2018 11:00 22.02	11.1.2018 6:00 27.96	14.1.2018 1:00 21.24	16.1.2018 20:00 26.26
8.1.2018 12:00 21.82	11.1.2018 7:00 29.35	14.1.2018 2:00 22.66	16.1.2018 21:00 24.89
8.1.2018 13:00 21.83	11.1.2018 8:00 29.78	14.1.2018 3:00 20.66	16.1.2018 22:00 23.93
8.1.2018 14:00 22.68	11.1.2018 9:00 30.29	14.1.2018 4:00 21.24	16.1.2018 23:00 24.69
8.1.2018 15:00 22.52	11.1.2018 10:00 29.85	14.1.2018 5:00 21.18	17.1.2018 0:00 23.9
8.1.2018 16:00 22.63	11.1.2018 11:00 29.4	14.1.2018 6:00 24.51	17.1.2018 1:00 23.92
8.1.2018 17:00 23.2	11.1.2018 12:00 29.22	14.1.2018 7:00 24.95	17.1.2018 2:00 21.24
8.1.2018 18:00 22.76	11.1.2018 13:00 28.81	14.1.2018 8:00 23.97	17.1.2018 3:00 22.01
8.1.2018 19:00 22.33	11.1.2018 14:00 27.97	14.1.2018 9:00 24.66	17.1.2018 4:00 22.07
8.1.2018 20:00 22.65	11.1.2018 15:00 29.12	14.1.2018 10:00 24.65	17.1.2018 5:00 22.02
8.1.2018 21:00 21.99	11.1.2018 16:00 27.3	14.1.2018 11:00 24.52	17.1.2018 6:00 23.54
8.1.2018 22:00 21.73	11.1.2018 17:00 29.62	14.1.2018 12:00 24.53	17.1.2018 7:00 28.04
8.1.2018 23:00 21.59	11.1.2018 18:00 28.18	14.1.2018 13:00 25.66	17.1.2018 8:00 24.42
9.1.2018 0:00 20.54	11.1.2018 19:00 26.45	14.1.2018 14:00 23.66	17.1.2018 9:00 29.35
9.1.2018 1:00 20.57	11.1.2018 20:00 26.04	14.1.2018 15:00 24.59	17.1.2018 10:00 29.62
9.1.2018 2:00 20.75	11.1.2018 21:00 27.12	14.1.2018 16:00 25.83	17.1.2018 11:00 30.05
9.1.2018 3:00 20.4	11.1.2018 22:00 27.1	14.1.2018 17:00 26.3	17.1.2018 12:00 30.65
9.1.2018 4:00 20.24	11.1.2018 23:00 26.53	14.1.2018 18:00 29.64	17.1.2018 13:00 26.46
9.1.2018 5:00 21.1	12.1.2018 0:00 27.1	14.1.2018 19:00 24.39	17.1.2018 14:00 23.85
9.1.2018 6:00 21.66	12.1.2018 1:00 26.1	14.1.2018 20:00 25.81	17.1.2018 15:00 24.45
9.1.2018 7:00 22.91	12.1.2018 2:00 26.46	14.1.2018 21:00 24.85	17.1.2018 16:00 24.55
9.1.2018 8:00 23.39	12.1.2018 3:00 25.71	14.1.2018 22:00 25.54	17.1.2018 17:00 24.74
9.1.2018 9:00 22.94	12.1.2018 4:00 24.95	14.1.2018 23:00 24.05	17.1.2018 18:00 25.43

17.1.2018 19:00 23.32	20.1.2018 14:00 21.52	23.1.2018 9:00 32.91	26.1.2018 4:00 19.22
17.1.2018 20:00 22.81	20.1.2018 15:00 21.05	23.1.2018 10:00 32.24	26.1.2018 5:00 20.18
17.1.2018 21:00 23.58	20.1.2018 16:00 21.68	23.1.2018 11:00 31.62	26.1.2018 6:00 20.64
17.1.2018 22:00 23.05	20.1.2018 17:00 22.27	23.1.2018 12:00 32.31	26.1.2018 7:00 22.15
17.1.2018 23:00 22.04	20.1.2018 18:00 22.93	23.1.2018 13:00 32.04	26.1.2018 8:00 22.54
18.1.2018 0:00 22.4	20.1.2018 19:00 25.41	23.1.2018 14:00 29.32	26.1.2018 9:00 22.93
18.1.2018 1:00 21.99	20.1.2018 20:00 28.86	23.1.2018 15:00 30.46	26.1.2018 10:00 22.57
18.1.2018 2:00 21.95	20.1.2018 21:00 26.99	23.1.2018 16:00 27.75	26.1.2018 11:00 23.12
18.1.2018 3:00 22.69	20.1.2018 22:00 28.46	23.1.2018 17:00 27.81	26.1.2018 12:00 23.36
18.1.2018 4:00 22.18	20.1.2018 23:00 28.61	23.1.2018 18:00 29.32	26.1.2018 13:00 26.59
18.1.2018 5:00 22.87	21.1.2018 0:00 26.98	23.1.2018 19:00 30.48	26.1.2018 14:00 25.9
18.1.2018 6:00 23.4	21.1.2018 1:00 25.09	23.1.2018 20:00 27.56	26.1.2018 15:00 24.9
18.1.2018 7:00 29.12	21.1.2018 2:00 23.33	23.1.2018 21:00 26.7	26.1.2018 16:00 25.36
18.1.2018 8:00 30.81	21.1.2018 3:00 22.68	23.1.2018 22:00 26.38	26.1.2018 17:00 25.43
18.1.2018 9:00 27.2	21.1.2018 4:00 26.22	23.1.2018 23:00 26.77	26.1.2018 18:00 25.44
18.1.2018 10:00 26.49	21.1.2018 5:00 23.88	24.1.2018 0:00 24.95	26.1.2018 19:00 25.84
18.1.2018 11:00 26.93	21.1.2018 6:00 25.59	24.1.2018 1:00 26.11	26.1.2018 20:00 26.39
18.1.2018 12:00 26.65	21.1.2018 7:00 28.14	24.1.2018 2:00 23.55	26.1.2018 21:00 26.12
18.1.2018 13:00 27.57	21.1.2018 8:00 24.64	24.1.2018 3:00 24.23	26.1.2018 22:00 25.95
18.1.2018 14:00 25.39	21.1.2018 9:00 23.17	24.1.2018 4:00 24.35	26.1.2018 23:00 25.42
18.1.2018 15:00 27.71	21.1.2018 10:00 22.83	24.1.2018 5:00 24.79	27.1.2018 0:00 23.84
18.1.2018 16:00 29.66	21.1.2018 11:00 22.68	24.1.2018 6:00 25.62	27.1.2018 1:00 24.05
18.1.2018 17:00 26.73	21.1.2018 12:00 21.7	24.1.2018 7:00 23.55	27.1.2018 2:00 24.31
18.1.2018 18:00 25.9	21.1.2018 13:00 22.39	24.1.2018 8:00 23.73	27.1.2018 3:00 24.72
18.1.2018 19:00 23.2	21.1.2018 14:00 22.49	24.1.2018 9:00 24.28	27.1.2018 4:00 24.8
18.1.2018 20:00 25.15	21.1.2018 15:00 22.24	24.1.2018 10:00 24.19	27.1.2018 5:00 27.26
18.1.2018 21:00 23.7	21.1.2018 16:00 22.88	24.1.2018 11:00 23.52	27.1.2018 6:00 28.5
18.1.2018 22:00 23.4	21.1.2018 17:00 25.35	24.1.2018 12:00 23.72	27.1.2018 7:00 29.63
18.1.2018 23:00 24.14	21.1.2018 18:00 24.52	24.1.2018 13:00 25.11	27.1.2018 8:00 29.14
19.1.2018 0:00 22.66	21.1.2018 19:00 23.27	24.1.2018 14:00 24	27.1.2018 9:00 30.46
19.1.2018 1:00 22.15	21.1.2018 20:00 23.12	24.1.2018 15:00 23.62	27.1.2018 10:00 29.42
19.1.2018 2:00 22.29	21.1.2018 21:00 23.55	24.1.2018 16:00 24.36	27.1.2018 11:00 29.52
19.1.2018 3:00 22.18	21.1.2018 22:00 22.56	24.1.2018 17:00 23.99	27.1.2018 12:00 25.9
19.1.2018 4:00 20.93	21.1.2018 23:00 21.92	24.1.2018 18:00 26.19	27.1.2018 13:00 22.52
19.1.2018 5:00 21.75	22.1.2018 0:00 21.19	24.1.2018 19:00 21.83	27.1.2018 14:00 23.29
19.1.2018 6:00 24.41	22.1.2018 1:00 21.44	24.1.2018 20:00 21.73	27.1.2018 15:00 24.36
19.1.2018 7:00 27.52	22.1.2018 2:00 21.02	24.1.2018 21:00 22.48	27.1.2018 16:00 24.65
19.1.2018 8:00 27.8	22.1.2018 3:00 20.69	24.1.2018 22:00 23.33	27.1.2018 17:00 24.72
19.1.2018 9:00 27.29	22.1.2018 4:00 21.06	24.1.2018 23:00 21.53	27.1.2018 18:00 24.84
19.1.2018 10:00 26.09	22.1.2018 5:00 21.8	25.1.2018 0:00 20.63	27.1.2018 19:00 27.71
19.1.2018 11:00 26.91	22.1.2018 6:00 25.49	25.1.2018 1:00 20.76	27.1.2018 20:00 29.61
19.1.2018 12:00 23.95	22.1.2018 7:00 24.9	25.1.2018 2:00 21.77	27.1.2018 21:00 30.52
19.1.2018 13:00 24.24	22.1.2018 8:00 26.36	25.1.2018 3:00 19.32	27.1.2018 22:00 30.41
19.1.2018 14:00 24.56	22.1.2018 9:00 30.19	25.1.2018 4:00 21.8	27.1.2018 23:00 29.75
19.1.2018 15:00 24.31	22.1.2018 10:00 28.23	25.1.2018 5:00 21.76	28.1.2018 0:00 26.89
19.1.2018 16:00 25.3	22.1.2018 11:00 29.11	25.1.2018 6:00 22.85	28.1.2018 1:00 28.92
19.1.2018 17:00 24.99	22.1.2018 12:00 28.04	25.1.2018 7:00 24.68	28.1.2018 2:00 28.11
19.1.2018 18:00 24.77	22.1.2018 13:00 27.51	25.1.2018 8:00 25.08	28.1.2018 3:00 25.51
19.1.2018 19:00 23.64	22.1.2018 14:00 27.49	25.1.2018 9:00 25.19	28.1.2018 4:00 27.35
19.1.2018 20:00 26.17	22.1.2018 15:00 28.74	25.1.2018 10:00 23.92	28.1.2018 5:00 25.65
19.1.2018 21:00 26.81	22.1.2018 16:00 29.8	25.1.2018 11:00 24.12	28.1.2018 6:00 28.94
19.1.2018 22:00 25.37	22.1.2018 17:00 28.26	25.1.2018 12:00 24.93	28.1.2018 7:00 26.72
19.1.2018 23:00 24.51	22.1.2018 18:00 28.12	25.1.2018 13:00 17.93	28.1.2018 8:00 29.6
20.1.2018 0:00 24.41	22.1.2018 19:00 28.4	25.1.2018 14:00 22.87	28.1.2018 9:00 27.15
20.1.2018 1:00 23.98	22.1.2018 20:00 28.09	25.1.2018 15:00 23.94	28.1.2018 10:00 26.53
20.1.2018 2:00 23.76	22.1.2018 21:00 25.94	25.1.2018 16:00 24.27	28.1.2018 11:00 26.29
20.1.2018 3:00 23.72	22.1.2018 22:00 25.52	25.1.2018 17:00 23.04	28.1.2018 12:00 23.42
20.1.2018 4:00 23.12	22.1.2018 23:00 26.46	25.1.2018 18:00 24.36	28.1.2018 13:00 23.07
20.1.2018 5:00 22.38	23.1.2018 0:00 26.28	25.1.2018 19:00 22.06	28.1.2018 14:00 22.59
20.1.2018 6:00 24.35	23.1.2018 1:00 24.96	25.1.2018 20:00 21.86	28.1.2018 15:00 22.33
20.1.2018 7:00 25.55	23.1.2018 2:00 26.04	25.1.2018 21:00 21.76	28.1.2018 16:00 26.05
20.1.2018 8:00 24.99	23.1.2018 3:00 26.49	25.1.2018 22:00 21.25	28.1.2018 17:00 24
20.1.2018 9:00 27.17	23.1.2018 4:00 27.31	25.1.2018 23:00 20.81	28.1.2018 18:00 25.42
20.1.2018 10:00 21.89	23.1.2018 5:00 26.88	26.1.2018 0:00 20.11	28.1.2018 19:00 24.96
20.1.2018 11:00 21.1	23.1.2018 6:00 29.42	26.1.2018 1:00 19.51	28.1.2018 20:00 25.71
20.1.2018 12:00 21.71	23.1.2018 7:00 31.13	26.1.2018 2:00 19.51	28.1.2018 21:00 26.42
20.1.2018 13:00 22.2	23.1.2018 8:00 32.68	26.1.2018 3:00 19.24	28.1.2018 22:00 25.24

28.1.2018 23:00 26.25	31.1.2018 18:00 26.51	3.2.2018 13:00 29.88	6.2.2018 8:00 26.73
29.1.2018 0:00 24.75	31.1.2018 19:00 30.31	3.2.2018 14:00 27.98	6.2.2018 9:00 26.62
29.1.2018 1:00 25.45	31.1.2018 20:00 26.99	3.2.2018 15:00 26.4	6.2.2018 10:00 26.35
29.1.2018 2:00 23.95	31.1.2018 21:00 27.64	3.2.2018 16:00 27.8	6.2.2018 11:00 25.83
29.1.2018 3:00 25.11	31.1.2018 22:00 28.95	3.2.2018 17:00 27.67	6.2.2018 12:00 26.17
29.1.2018 4:00 24.26	31.1.2018 23:00 28.5	3.2.2018 18:00 28.57	6.2.2018 13:00 26.02
29.1.2018 5:00 27.35	1.2.2018 0:00 27.41	3.2.2018 19:00 26.29	6.2.2018 14:00 26.1
29.1.2018 6:00 28.09	1.2.2018 1:00 26.15	3.2.2018 20:00 26.21	6.2.2018 15:00 28.09
29.1.2018 7:00 28.41	1.2.2018 2:00 22.78	3.2.2018 21:00 26.98	6.2.2018 16:00 24.96
29.1.2018 8:00 27.7	1.2.2018 3:00 23.24	3.2.2018 22:00 28.02	6.2.2018 17:00 25.82
29.1.2018 9:00 27.55	1.2.2018 4:00 24.7	3.2.2018 23:00 26.99	6.2.2018 18:00 28.23
29.1.2018 10:00 28.34	1.2.2018 5:00 28.52	4.2.2018 0:00 26.98	6.2.2018 19:00 26.77
29.1.2018 11:00 27.67	1.2.2018 6:00 24.88	4.2.2018 1:00 26.41	6.2.2018 20:00 27.41
29.1.2018 12:00 28.03	1.2.2018 7:00 25.63	4.2.2018 2:00 27.07	6.2.2018 21:00 28.03
29.1.2018 13:00 26.2	1.2.2018 8:00 31.93	4.2.2018 3:00 25.75	6.2.2018 22:00 25
29.1.2018 14:00 24.1	1.2.2018 9:00 31.36	4.2.2018 4:00 27.01	6.2.2018 23:00 27.21
29.1.2018 15:00 26.29	1.2.2018 10:00 29.8	4.2.2018 5:00 26.8	7.2.2018 0:00 25.61
29.1.2018 16:00 26.82	1.2.2018 11:00 28.6	4.2.2018 6:00 29.79	7.2.2018 1:00 25.07
29.1.2018 17:00 27.48	1.2.2018 12:00 30.16	4.2.2018 7:00 31.46	7.2.2018 2:00 25.58
29.1.2018 18:00 29.2	1.2.2018 13:00 25.99	4.2.2018 8:00 30.69	7.2.2018 3:00 25.42
29.1.2018 19:00 28.62	1.2.2018 14:00 25.24	4.2.2018 9:00 30.83	7.2.2018 4:00 25.29
29.1.2018 20:00 30.75	1.2.2018 15:00 25.91	4.2.2018 10:00 29.73	7.2.2018 5:00 25.14
29.1.2018 21:00 28.94	1.2.2018 16:00 27.15	4.2.2018 11:00 29.06	7.2.2018 6:00 27.3
29.1.2018 22:00 25.8	1.2.2018 17:00 27.49	4.2.2018 12:00 27.55	7.2.2018 7:00 31.33
29.1.2018 23:00 25.48	1.2.2018 18:00 26.73	4.2.2018 13:00 26.38	7.2.2018 8:00 29.06
30.1.2018 0:00 24.17	1.2.2018 19:00 27.21	4.2.2018 14:00 28.17	7.2.2018 9:00 30.43
30.1.2018 1:00 25.52	1.2.2018 20:00 25.54	4.2.2018 15:00 29.58	7.2.2018 10:00 29.88
30.1.2018 2:00 24.77	1.2.2018 21:00 28	4.2.2018 16:00 29.9	7.2.2018 11:00 26.59
30.1.2018 3:00 25.14	1.2.2018 22:00 29.28	4.2.2018 17:00 29.71	7.2.2018 12:00 27.85
30.1.2018 4:00 25.78	1.2.2018 23:00 28.07	4.2.2018 18:00 29.52	7.2.2018 13:00 28.63
30.1.2018 5:00 28.32	2.2.2018 0:00 28.6	4.2.2018 19:00 29.15	7.2.2018 14:00 25.95
30.1.2018 6:00 29.31	2.2.2018 1:00 27.12	4.2.2018 20:00 32.51	7.2.2018 15:00 26.26
30.1.2018 7:00 29.18	2.2.2018 2:00 26.51	4.2.2018 21:00 29.44	7.2.2018 16:00 25.66
30.1.2018 8:00 29.79	2.2.2018 3:00 27.39	4.2.2018 22:00 27.66	7.2.2018 17:00 26.15
30.1.2018 9:00 27.35	2.2.2018 4:00 27.66	4.2.2018 23:00 24.88	7.2.2018 18:00 28.35
30.1.2018 10:00 27.1	2.2.2018 5:00 29.62	5.2.2018 0:00 24.17	7.2.2018 19:00 27.57
30.1.2018 11:00 26.76	2.2.2018 6:00 28.86	5.2.2018 1:00 25.73	7.2.2018 20:00 25.14
30.1.2018 12:00 27.86	2.2.2018 7:00 32.74	5.2.2018 2:00 25.34	7.2.2018 21:00 25.33
30.1.2018 13:00 27.84	2.2.2018 8:00 33.05	5.2.2018 3:00 26.24	7.2.2018 22:00 25.81
30.1.2018 14:00 27.25	2.2.2018 9:00 32.98	5.2.2018 4:00 25.43	7.2.2018 23:00 25.71
30.1.2018 15:00 27.89	2.2.2018 10:00 28.03	5.2.2018 5:00 21.7	8.2.2018 0:00 23.11
30.1.2018 16:00 27.22	2.2.2018 11:00 27.88	5.2.2018 6:00 21.71	8.2.2018 1:00 22.83
30.1.2018 17:00 28.07	2.2.2018 12:00 27.09	5.2.2018 7:00 22.77	8.2.2018 2:00 22.45
30.1.2018 18:00 28.73	2.2.2018 13:00 28.32	5.2.2018 8:00 23.42	8.2.2018 3:00 23
30.1.2018 19:00 26.25	2.2.2018 14:00 29.46	5.2.2018 9:00 23.81	8.2.2018 4:00 23.79
30.1.2018 20:00 29.25	2.2.2018 15:00 29.05	5.2.2018 10:00 27.46	8.2.2018 5:00 25
30.1.2018 21:00 30.31	2.2.2018 16:00 30.58	5.2.2018 11:00 27.11	8.2.2018 6:00 26.94
30.1.2018 22:00 31.27	2.2.2018 17:00 31.57	5.2.2018 12:00 26.8	8.2.2018 7:00 26.72
30.1.2018 23:00 31.41	2.2.2018 18:00 29.32	5.2.2018 13:00 27	8.2.2018 8:00 25.77
31.1.2018 0:00 30.52	2.2.2018 19:00 31.34	5.2.2018 14:00 26.98	8.2.2018 9:00 25.54
31.1.2018 1:00 30.45	2.2.2018 20:00 30.6	5.2.2018 15:00 27.09	8.2.2018 10:00 26.89
31.1.2018 2:00 29.24	2.2.2018 21:00 32.17	5.2.2018 16:00 26.77	8.2.2018 11:00 25.52
31.1.2018 3:00 27.09	2.2.2018 22:00 30.91	5.2.2018 17:00 30.75	8.2.2018 12:00 26.53
31.1.2018 4:00 29.53	2.2.2018 23:00 30.78	5.2.2018 18:00 27.67	8.2.2018 13:00 30.01
31.1.2018 5:00 29.78	3.2.2018 0:00 28.67	5.2.2018 19:00 26.98	8.2.2018 14:00 27.32
31.1.2018 6:00 30.98	3.2.2018 1:00 27.76	5.2.2018 20:00 27.01	8.2.2018 15:00 28.42
31.1.2018 7:00 31.56	3.2.2018 2:00 29.34	5.2.2018 21:00 26.71	8.2.2018 16:00 29.99
31.1.2018 8:00 31.08	3.2.2018 3:00 28.37	5.2.2018 22:00 24.98	8.2.2018 17:00 31.54
31.1.2018 9:00 31.28	3.2.2018 4:00 29.31	5.2.2018 23:00 25.74	8.2.2018 18:00 33.51
31.1.2018 10:00 30.26	3.2.2018 5:00 28.94	6.2.2018 0:00 24.62	8.2.2018 19:00 32.52
31.1.2018 11:00 31.32	3.2.2018 6:00 27.93	6.2.2018 1:00 23.75	8.2.2018 20:00 31.9
31.1.2018 12:00 30.35	3.2.2018 7:00 31.04	6.2.2018 2:00 23.06	8.2.2018 21:00 31.02
31.1.2018 13:00 30.38	3.2.2018 8:00 30.82	6.2.2018 3:00 23.92	8.2.2018 22:00 27.03
31.1.2018 14:00 29.5	3.2.2018 9:00 29.7	6.2.2018 4:00 24.68	8.2.2018 23:00 22.19
31.1.2018 15:00 30.31	3.2.2018 10:00 31.02	6.2.2018 5:00 23.51	9.2.2018 0:00 20.84
31.1.2018 16:00 30.38	3.2.2018 11:00 28.48	6.2.2018 6:00 25.53	9.2.2018 1:00 21.15
31.1.2018 17:00 29.4	3.2.2018 12:00 30.77	6.2.2018 7:00 27.11	9.2.2018 2:00 20.21

9.2.2018 3:00	19.94	11.2.2018 22:00	25.47	14.2.2018 17:00	27.03	17.2.2018 12:00	22.35
9.2.2018 4:00	20.34	11.2.2018 23:00	26.33	14.2.2018 18:00	26.61	17.2.2018 13:00	22.28
9.2.2018 5:00	20.24	12.2.2018 0:00	25.85	14.2.2018 19:00	25.87	17.2.2018 14:00	23.62
9.2.2018 6:00	21.65	12.2.2018 1:00	27.49	14.2.2018 20:00	26.82	17.2.2018 15:00	22.87
9.2.2018 7:00	23.02	12.2.2018 2:00	25.42	14.2.2018 21:00	26.4	17.2.2018 16:00	21.91
9.2.2018 8:00	23.92	12.2.2018 3:00	24.9	14.2.2018 22:00	26.34	17.2.2018 17:00	21.79
9.2.2018 9:00	25.44	12.2.2018 4:00	25.46	14.2.2018 23:00	24.98	17.2.2018 18:00	22.27
9.2.2018 10:00	24.85	12.2.2018 5:00	28.04	15.2.2018 0:00	24.96	17.2.2018 19:00	21.3
9.2.2018 11:00	25.59	12.2.2018 6:00	27.63	15.2.2018 1:00	24.79	17.2.2018 20:00	20.57
9.2.2018 12:00	26.87	12.2.2018 7:00	28.17	15.2.2018 2:00	24.21	17.2.2018 21:00	21.17
9.2.2018 13:00	25.99	12.2.2018 8:00	30.94	15.2.2018 3:00	24.12	17.2.2018 22:00	21.33
9.2.2018 14:00	24.49	12.2.2018 9:00	32.03	15.2.2018 4:00	24.77	17.2.2018 23:00	20.57
9.2.2018 15:00	26.6	12.2.2018 10:00	28.64	15.2.2018 5:00	25.41	18.2.2018 0:00	20.62
9.2.2018 16:00	26.17	12.2.2018 11:00	28.28	15.2.2018 6:00	26.25	18.2.2018 1:00	20.23
9.2.2018 17:00	29.62	12.2.2018 12:00	29.7	15.2.2018 7:00	29.14	18.2.2018 2:00	20.37
9.2.2018 18:00	24.64	12.2.2018 13:00	29.73	15.2.2018 8:00	28.46	18.2.2018 3:00	21.03
9.2.2018 19:00	23.53	12.2.2018 14:00	30.83	15.2.2018 9:00	31.3	18.2.2018 4:00	21.23
9.2.2018 20:00	23.66	12.2.2018 15:00	29.79	15.2.2018 10:00	28.22	18.2.2018 5:00	23.08
9.2.2018 21:00	24.87	12.2.2018 16:00	30.05	15.2.2018 11:00	28.93	18.2.2018 6:00	27.79
9.2.2018 22:00	27.23	12.2.2018 17:00	27.27	15.2.2018 12:00	25.66	18.2.2018 7:00	28.87
9.2.2018 23:00	25.14	12.2.2018 18:00	27.23	15.2.2018 13:00	25.33	18.2.2018 8:00	29.53
10.2.2018 0:00	26.13	12.2.2018 19:00	28.41	15.2.2018 14:00	24.29	18.2.2018 9:00	29.24
10.2.2018 1:00	25.27	12.2.2018 20:00	28.35	15.2.2018 15:00	26.22	18.2.2018 10:00	29.62
10.2.2018 2:00	21.48	12.2.2018 21:00	24.76	15.2.2018 16:00	26.41	18.2.2018 11:00	27.2
10.2.2018 3:00	20.91	12.2.2018 22:00	25.87	15.2.2018 17:00	26.31	18.2.2018 12:00	27.75
10.2.2018 4:00	21.83	12.2.2018 23:00	27.95	15.2.2018 18:00	26.58	18.2.2018 13:00	27.44
10.2.2018 5:00	22.31	13.2.2018 0:00	25.04	15.2.2018 19:00	26.57	18.2.2018 14:00	24.3
10.2.2018 6:00	23.34	13.2.2018 1:00	23.44	15.2.2018 20:00	26.42	18.2.2018 15:00	24.56
10.2.2018 7:00	24.48	13.2.2018 2:00	25.13	15.2.2018 21:00	27.83	18.2.2018 16:00	24
10.2.2018 8:00	24.1	13.2.2018 3:00	24.41	15.2.2018 22:00	29.32	18.2.2018 17:00	24.56
10.2.2018 9:00	24.8	13.2.2018 4:00	25.35	15.2.2018 23:00	24.17	18.2.2018 18:00	24.26
10.2.2018 10:00	28.16	13.2.2018 5:00	27.21	16.2.2018 0:00	24.68	18.2.2018 19:00	25.08
10.2.2018 11:00	25.46	13.2.2018 6:00	29.09	16.2.2018 1:00	28.08	18.2.2018 20:00	23.71
10.2.2018 12:00	25.45	13.2.2018 7:00	30.77	16.2.2018 2:00	26.33	18.2.2018 21:00	24.02
10.2.2018 13:00	24.89	13.2.2018 8:00	30.37	16.2.2018 3:00	25.23	18.2.2018 22:00	22.56
10.2.2018 14:00	23.43	13.2.2018 9:00	30.6	16.2.2018 4:00	23.81	18.2.2018 23:00	22.77
10.2.2018 15:00	23.23	13.2.2018 10:00	30.27	16.2.2018 5:00	28.51	19.2.2018 0:00	22.62
10.2.2018 16:00	23.59	13.2.2018 11:00	28.52	16.2.2018 6:00	23.91	19.2.2018 1:00	25.87
10.2.2018 17:00	22.44	13.2.2018 12:00	24.68	16.2.2018 7:00	30.16	19.2.2018 2:00	23.56
10.2.2018 18:00	25.56	13.2.2018 13:00	24.07	16.2.2018 8:00	29.3	19.2.2018 3:00	25.39
10.2.2018 19:00	21.34	13.2.2018 14:00	23.11	16.2.2018 9:00	29.31	19.2.2018 4:00	22.33
10.2.2018 20:00	26.55	13.2.2018 15:00	24.87	16.2.2018 10:00	27.28	19.2.2018 5:00	22.57
10.2.2018 21:00	27.37	13.2.2018 16:00	23.43	16.2.2018 11:00	24.18	19.2.2018 6:00	24.04
10.2.2018 22:00	26.62	13.2.2018 17:00	24.6	16.2.2018 12:00	26.28	19.2.2018 7:00	26.72
10.2.2018 23:00	26.05	13.2.2018 18:00	25.93	16.2.2018 13:00	24.36	19.2.2018 8:00	26.07
11.2.2018 0:00	26.39	13.2.2018 19:00	25.71	16.2.2018 14:00	24.95	19.2.2018 9:00	31.82
11.2.2018 1:00	25.47	13.2.2018 20:00	25.2	16.2.2018 15:00	24.84	19.2.2018 10:00	32.7
11.2.2018 2:00	26.16	13.2.2018 21:00	24.71	16.2.2018 16:00	24.3	19.2.2018 11:00	33.07
11.2.2018 3:00	26.46	13.2.2018 22:00	24.08	16.2.2018 17:00	24.23	19.2.2018 12:00	30.41
11.2.2018 4:00	26.79	13.2.2018 23:00	24.18	16.2.2018 18:00	23.47	19.2.2018 13:00	25.99
11.2.2018 5:00	25.88	14.2.2018 0:00	27.13	16.2.2018 19:00	22.98	19.2.2018 14:00	28.34
11.2.2018 6:00	26.68	14.2.2018 1:00	26.6	16.2.2018 20:00	23.54	19.2.2018 15:00	29.3
11.2.2018 7:00	25.76	14.2.2018 2:00	25.04	16.2.2018 21:00	23.73	19.2.2018 16:00	29.63
11.2.2018 8:00	26.78	14.2.2018 3:00	25.73	16.2.2018 22:00	22.59	19.2.2018 17:00	29.38
11.2.2018 9:00	26.22	14.2.2018 4:00	25	16.2.2018 23:00	22.36	19.2.2018 18:00	29.12
11.2.2018 10:00	28.08	14.2.2018 5:00	25.11	17.2.2018 0:00	23.2	19.2.2018 19:00	28.91
11.2.2018 11:00	28.65	14.2.2018 6:00	27.51	17.2.2018 1:00	23.34	19.2.2018 20:00	29.58
11.2.2018 12:00	25.05	14.2.2018 7:00	27.64	17.2.2018 2:00	21.39	19.2.2018 21:00	28.13
11.2.2018 13:00	22.82	14.2.2018 8:00	29.58	17.2.2018 3:00	21.31	19.2.2018 22:00	28.4
11.2.2018 14:00	23.41	14.2.2018 9:00	28.03	17.2.2018 4:00	23.27	19.2.2018 23:00	27.81
11.2.2018 15:00	23.17	14.2.2018 10:00	27.38	17.2.2018 5:00	23.58	20.2.2018 0:00	27.64
11.2.2018 16:00	24.23	14.2.2018 11:00	27.31	17.2.2018 6:00	24.31	20.2.2018 1:00	27.48
11.2.2018 17:00	24.32	14.2.2018 12:00	26.44	17.2.2018 7:00	23	20.2.2018 2:00	26.81
11.2.2018 18:00	24.96	14.2.2018 13:00	26.6	17.2.2018 8:00	25.28	20.2.2018 3:00	26.72
11.2.2018 19:00	24.91	14.2.2018 14:00	26.14	17.2.2018 9:00	23.23	20.2.2018 4:00	28.03
11.2.2018 20:00	24.68	14.2.2018 15:00	25.97	17.2.2018 10:00	22.83	20.2.2018 5:00	28.31
11.2.2018 21:00	25.33	14.2.2018 16:00	27.49	17.2.2018 11:00	21.41	20.2.2018 6:00	27.8

20.2.2018 7:00	28.66	23.2.2018 2:00	24.91	25.2.2018 21:00	28.31	28.2.2018 16:00	24.42
20.2.2018 8:00	27.79	23.2.2018 3:00	24.22	25.2.2018 22:00	27.74	28.2.2018 17:00	24.31
20.2.2018 9:00	29.1	23.2.2018 4:00	25.19	25.2.2018 23:00	27.3	28.2.2018 18:00	24.77
20.2.2018 10:00	31.59	23.2.2018 5:00	24.53	26.2.2018 0:00	28.4	28.2.2018 19:00	24.17
20.2.2018 11:00	31.27	23.2.2018 6:00	24.51	26.2.2018 1:00	26.02	28.2.2018 20:00	24.71
20.2.2018 12:00	29.71	23.2.2018 7:00	27.79	26.2.2018 2:00	26.17	28.2.2018 21:00	24.4
20.2.2018 13:00	33.22	23.2.2018 8:00	25.25	26.2.2018 3:00	27.47	28.2.2018 22:00	24.08
20.2.2018 14:00	28.24	23.2.2018 9:00	25.44	26.2.2018 4:00	26.45	28.2.2018 23:00	26.21
20.2.2018 15:00	29.16	23.2.2018 10:00	26.69	26.2.2018 5:00	26.6	1.3.2018 0:00	28.05
20.2.2018 16:00	29.16	23.2.2018 11:00	26.76	26.2.2018 6:00	26.63	1.3.2018 1:00	27.2
20.2.2018 17:00	29.88	23.2.2018 12:00	25.06	26.2.2018 7:00	30.53	1.3.2018 2:00	26.25
20.2.2018 18:00	30.16	23.2.2018 13:00	27.5	26.2.2018 8:00	29.4	1.3.2018 3:00	26.07
20.2.2018 19:00	29.8	23.2.2018 14:00	25.58	26.2.2018 9:00	30.77	1.3.2018 4:00	26.9
20.2.2018 20:00	29.99	23.2.2018 15:00	25.3	26.2.2018 10:00	28.33	1.3.2018 5:00	27.38
20.2.2018 21:00	31.8	23.2.2018 16:00	24.7	26.2.2018 11:00	30.43	1.3.2018 6:00	22.96
20.2.2018 22:00	31.78	23.2.2018 17:00	25.16	26.2.2018 12:00	25.01	1.3.2018 7:00	24.22
20.2.2018 23:00	31.25	23.2.2018 18:00	24.98	26.2.2018 13:00	24.35	1.3.2018 8:00	23.93
21.2.2018 0:00	29.88	23.2.2018 19:00	25.04	26.2.2018 14:00	24.04	1.3.2018 9:00	24.16
21.2.2018 1:00	29.89	23.2.2018 20:00	24.66	26.2.2018 15:00	24.32	1.3.2018 10:00	23.66
21.2.2018 2:00	29.47	23.2.2018 21:00	23.68	26.2.2018 16:00	24.09	1.3.2018 11:00	23.98
21.2.2018 3:00	27.66	23.2.2018 22:00	23.27	26.2.2018 17:00	23.95	1.3.2018 12:00	23.92
21.2.2018 4:00	28.16	23.2.2018 23:00	22.81	26.2.2018 18:00	24.04	1.3.2018 13:00	24.85
21.2.2018 5:00	30.1	24.2.2018 0:00	22.14	26.2.2018 19:00	24.36	1.3.2018 14:00	25.16
21.2.2018 6:00	31.39	24.2.2018 1:00	22.41	26.2.2018 20:00	23.99	1.3.2018 15:00	24.43
21.2.2018 7:00	32.94	24.2.2018 2:00	22.27	26.2.2018 21:00	23.68	1.3.2018 16:00	23.91
21.2.2018 8:00	33.05	24.2.2018 3:00	22.16	26.2.2018 22:00	23.2	1.3.2018 17:00	24.33
21.2.2018 9:00	33.15	24.2.2018 4:00	24.84	26.2.2018 23:00	23.46	1.3.2018 18:00	24.27
21.2.2018 10:00	32.13	24.2.2018 5:00	25.73	27.2.2018 0:00	24.88	1.3.2018 19:00	24.55
21.2.2018 11:00	29.39	24.2.2018 6:00	28.62	27.2.2018 1:00	24.3	1.3.2018 20:00	23.92
21.2.2018 12:00	30.07	24.2.2018 7:00	30.52	27.2.2018 2:00	23.66	1.3.2018 21:00	23.97
21.2.2018 13:00	29.51	24.2.2018 8:00	30.07	27.2.2018 3:00	23.54	1.3.2018 22:00	22.55
21.2.2018 14:00	27.8	24.2.2018 9:00	29.62	27.2.2018 4:00	24.65	1.3.2018 23:00	25.62
21.2.2018 15:00	28.5	24.2.2018 10:00	27.28	27.2.2018 5:00	24.76	2.3.2018 0:00	24.93
21.2.2018 16:00	28.23	24.2.2018 11:00	26.05	27.2.2018 6:00	22.35	2.3.2018 1:00	23.99
21.2.2018 17:00	26.98	24.2.2018 12:00	28.04	27.2.2018 7:00	24.3	2.3.2018 2:00	25.36
21.2.2018 18:00	25.99	24.2.2018 13:00	26.91	27.2.2018 8:00	25	2.3.2018 3:00	24.32
21.2.2018 19:00	23.2	24.2.2018 14:00	25.78	27.2.2018 9:00	25.15	2.3.2018 4:00	23.12
21.2.2018 20:00	23.08	24.2.2018 15:00	25.44	27.2.2018 10:00	24.77	2.3.2018 5:00	21.76
21.2.2018 21:00	22.49	24.2.2018 16:00	26.14	27.2.2018 11:00	25.23	2.3.2018 6:00	22.62
21.2.2018 22:00	22.12	24.2.2018 17:00	27.2	27.2.2018 12:00	25.04	2.3.2018 7:00	23.56
21.2.2018 23:00	21.71	24.2.2018 18:00	26.4	27.2.2018 13:00	24.23	2.3.2018 8:00	23.33
22.2.2018 0:00	21.14	24.2.2018 19:00	25.84	27.2.2018 14:00	24.39	2.3.2018 9:00	23.6
22.2.2018 1:00	20.95	24.2.2018 20:00	26.07	27.2.2018 15:00	24.27	2.3.2018 10:00	23.93
22.2.2018 2:00	20.9	24.2.2018 21:00	25.62	27.2.2018 16:00	24.37	2.3.2018 11:00	24.57
22.2.2018 3:00	20.84	24.2.2018 22:00	27.39	27.2.2018 17:00	24.11	2.3.2018 12:00	24.75
22.2.2018 4:00	21.54	24.2.2018 23:00	27.61	27.2.2018 18:00	24.45	2.3.2018 13:00	24.74
22.2.2018 5:00	22.34	25.2.2018 0:00	26.62	27.2.2018 19:00	23.66	2.3.2018 14:00	23.92
22.2.2018 6:00	24.77	25.2.2018 1:00	26.79	27.2.2018 20:00	23.79	2.3.2018 15:00	26.13
22.2.2018 7:00	26.34	25.2.2018 2:00	25.2	27.2.2018 21:00	23.31	2.3.2018 16:00	26.97
22.2.2018 8:00	27.86	25.2.2018 3:00	25.64	27.2.2018 22:00	22.74	2.3.2018 17:00	24.97
22.2.2018 9:00	27.59	25.2.2018 4:00	26.82	27.2.2018 23:00	30.92	2.3.2018 18:00	27.76
22.2.2018 10:00	27.6	25.2.2018 5:00	27.13	28.2.2018 0:00	29.73	2.3.2018 19:00	25.72
22.2.2018 11:00	24.85	25.2.2018 6:00	29.41	28.2.2018 1:00	29.75	2.3.2018 20:00	24.95
22.2.2018 12:00	25.91	25.2.2018 7:00	28.69	28.2.2018 2:00	28.33	2.3.2018 21:00	25.66
22.2.2018 13:00	24.97	25.2.2018 8:00	29.09	28.2.2018 3:00	28.45	2.3.2018 22:00	24.5
22.2.2018 14:00	24.04	25.2.2018 9:00	27.38	28.2.2018 4:00	28.46	2.3.2018 23:00	23.69
22.2.2018 15:00	24.42	25.2.2018 10:00	28.07	28.2.2018 5:00	21.87	3.3.2018 0:00	22.58
22.2.2018 16:00	24.79	25.2.2018 11:00	28.6	28.2.2018 6:00	22.97	3.3.2018 1:00	21.96
22.2.2018 17:00	25.41	25.2.2018 12:00	28.09	28.2.2018 7:00	23.75	3.3.2018 2:00	23.44
22.2.2018 18:00	25.88	25.2.2018 13:00	27.57	28.2.2018 8:00	23.79	3.3.2018 3:00	21.53
22.2.2018 19:00	26.38	25.2.2018 14:00	29.64	28.2.2018 9:00	24.4	3.3.2018 4:00	22.14
22.2.2018 20:00	26.26	25.2.2018 15:00	26.02	28.2.2018 10:00	23.8	3.3.2018 5:00	23.01
22.2.2018 21:00	26.28	25.2.2018 16:00	27.66	28.2.2018 11:00	23.56	3.3.2018 6:00	23.01
22.2.2018 22:00	26.31	25.2.2018 17:00	30.07	28.2.2018 12:00	24.87	3.3.2018 7:00	24.94
22.2.2018 23:00	27.02	25.2.2018 18:00	30.12	28.2.2018 13:00	24.36	3.3.2018 8:00	23.15
23.2.2018 0:00	24.27	25.2.2018 19:00	26.09	28.2.2018 14:00	24.32	3.3.2018 9:00	25.51
23.2.2018 1:00	23.89	25.2.2018 20:00	27.97	28.2.2018 15:00	24.53	3.3.2018 10:00	23.53

3.3.2018 11:00 23.78	6.3.2018 6:00 30.35	9.3.2018 1:00 27.61	11.3.2018 20:00 21.21
3.3.2018 12:00 25.03	6.3.2018 7:00 30.26	9.3.2018 2:00 27.61	11.3.2018 21:00 21.21
3.3.2018 13:00 22.36	6.3.2018 8:00 32.61	9.3.2018 3:00 27.61	11.3.2018 22:00 21.21
3.3.2018 14:00 22.95	6.3.2018 9:00 31.8	9.3.2018 4:00 25.25	11.3.2018 23:00 21.21
3.3.2018 15:00 23.24	6.3.2018 10:00 29.73	9.3.2018 5:00 25.25	12.3.2018 0:00 21.21
3.3.2018 16:00 22.52	6.3.2018 11:00 23.87	9.3.2018 6:00 25.25	12.3.2018 1:00 21.21
3.3.2018 17:00 22.84	6.3.2018 12:00 30.53	9.3.2018 7:00 25.25	12.3.2018 2:00 21.21
3.3.2018 18:00 21.65	6.3.2018 13:00 29.83	9.3.2018 8:00 25.25	12.3.2018 3:00 21.21
3.3.2018 19:00 22.74	6.3.2018 14:00 29.34	9.3.2018 9:00 25.25	12.3.2018 4:00 27.68
3.3.2018 20:00 22.59	6.3.2018 15:00 30.84	9.3.2018 10:00 25.25	12.3.2018 5:00 26.76
3.3.2018 21:00 20.84	6.3.2018 16:00 28.79	9.3.2018 11:00 25.25	12.3.2018 6:00 26.76
3.3.2018 22:00 22.96	6.3.2018 17:00 26.99	9.3.2018 12:00 25.25	12.3.2018 7:00 26.76
3.3.2018 23:00 21.06	6.3.2018 18:00 27.73	9.3.2018 13:00 25.25	12.3.2018 8:00 26.76
4.3.2018 0:00 21.32	6.3.2018 19:00 27.22	9.3.2018 14:00 25.25	12.3.2018 9:00 26.76
4.3.2018 1:00 21.97	6.3.2018 20:00 27.21	9.3.2018 15:00 25.25	12.3.2018 10:00 26.76
4.3.2018 2:00 21.01	6.3.2018 21:00 26.12	9.3.2018 16:00 25.25	12.3.2018 11:00 26.76
4.3.2018 3:00 22.08	6.3.2018 22:00 26.52	9.3.2018 17:00 25.25	12.3.2018 12:00 26.76
4.3.2018 4:00 22.11	6.3.2018 23:00 26.54	9.3.2018 18:00 25.25	12.3.2018 13:00 26.76
4.3.2018 5:00 21.53	7.3.2018 0:00 23.39	9.3.2018 19:00 25.25	12.3.2018 14:00 26.76
4.3.2018 6:00 22.89	7.3.2018 1:00 23.89	9.3.2018 20:00 25.25	12.3.2018 15:00 26.76
4.3.2018 7:00 24.65	7.3.2018 2:00 24.77	9.3.2018 21:00 25.25	12.3.2018 16:00 26.76
4.3.2018 8:00 22.69	7.3.2018 3:00 24.3	9.3.2018 22:00 25.25	12.3.2018 17:00 24.28
4.3.2018 9:00 22.64	7.3.2018 4:00 25.54	9.3.2018 23:00 25.25	12.3.2018 18:00 23.74
4.3.2018 10:00 23.54	7.3.2018 5:00 24.94	10.3.2018 0:00 25.25	12.3.2018 19:00 24.05
4.3.2018 11:00 22.48	7.3.2018 6:00 26.67	10.3.2018 1:00 25.25	12.3.2018 20:00 24.16
4.3.2018 12:00 23.5	7.3.2018 7:00 29.11	10.3.2018 2:00 23.81	12.3.2018 21:00 23.54
4.3.2018 13:00 23.42	7.3.2018 8:00 27.52	10.3.2018 3:00 23.81	12.3.2018 22:00 23.71
4.3.2018 14:00 23.14	7.3.2018 9:00 27.47	10.3.2018 4:00 23.81	12.3.2018 23:00 22.73
4.3.2018 15:00 22.67	7.3.2018 10:00 26.98	10.3.2018 5:00 23.81	13.3.2018 0:00 23.73
4.3.2018 16:00 22.35	7.3.2018 11:00 27.03	10.3.2018 6:00 22.81	13.3.2018 1:00 25.06
4.3.2018 17:00 21.7	7.3.2018 12:00 25.11	10.3.2018 7:00 22.81	13.3.2018 2:00 22.87
4.3.2018 18:00 23.03	7.3.2018 13:00 26.83	10.3.2018 8:00 22.81	13.3.2018 3:00 21.3
4.3.2018 19:00 23.6	7.3.2018 14:00 28.57	10.3.2018 9:00 22.81	13.3.2018 4:00 20.67
4.3.2018 20:00 22.49	7.3.2018 15:00 28.98	10.3.2018 10:00 22.81	13.3.2018 5:00 20.67
4.3.2018 21:00 24.93	7.3.2018 16:00 26.42	10.3.2018 11:00 22.81	13.3.2018 6:00 22.49
4.3.2018 22:00 26.29	7.3.2018 17:00 26.14	10.3.2018 12:00 22.81	13.3.2018 7:00 24.33
4.3.2018 23:00 28.6	7.3.2018 18:00 25.34	10.3.2018 13:00 22.81	13.3.2018 8:00 24.58
5.3.2018 0:00 29.6	7.3.2018 19:00 24.62	10.3.2018 14:00 22.81	13.3.2018 9:00 25.66
5.3.2018 1:00 26.55	7.3.2018 20:00 24.35	10.3.2018 15:00 22.81	13.3.2018 10:00 23.94
5.3.2018 2:00 28.19	7.3.2018 21:00 24.14	10.3.2018 16:00 22.81	13.3.2018 11:00 24.22
5.3.2018 3:00 26.55	7.3.2018 22:00 23.07	10.3.2018 17:00 22.81	13.3.2018 12:00 26.28
5.3.2018 4:00 28.21	7.3.2018 23:00 23.94	10.3.2018 18:00 22.81	13.3.2018 13:00 24.24
5.3.2018 5:00 27.55	8.3.2018 0:00 23.43	10.3.2018 19:00 22.81	13.3.2018 14:00 22.56
5.3.2018 6:00 30.91	8.3.2018 1:00 22.23	10.3.2018 20:00 22.81	13.3.2018 15:00 24.11
5.3.2018 7:00 31.94	8.3.2018 2:00 21.92	10.3.2018 21:00 22.81	13.3.2018 16:00 22.58
5.3.2018 8:00 30.94	8.3.2018 3:00 21.97	10.3.2018 22:00 22.81	13.3.2018 17:00 23.21
5.3.2018 9:00 29.75	8.3.2018 4:00 21.38	10.3.2018 23:00 22.81	13.3.2018 18:00 22.65
5.3.2018 10:00 26.88	8.3.2018 5:00 23.06	11.3.2018 0:00 22.81	13.3.2018 19:00 25.05
5.3.2018 11:00 32.2	8.3.2018 6:00 24.74	11.3.2018 1:00 22.81	13.3.2018 20:00 23.3
5.3.2018 12:00 27.96	8.3.2018 7:00 27.86	11.3.2018 2:00 22.81	13.3.2018 21:00 22.17
5.3.2018 13:00 28.95	8.3.2018 8:00 23.61	11.3.2018 3:00 22.81	13.3.2018 22:00 21.75
5.3.2018 14:00 27.97	8.3.2018 9:00 25.91	11.3.2018 4:00 22.81	13.3.2018 23:00 22.01
5.3.2018 15:00 28.95	8.3.2018 10:00 25.32	11.3.2018 5:00 21.13	14.3.2018 0:00 22.28
5.3.2018 16:00 29.5	8.3.2018 11:00 25.08	11.3.2018 6:00 21.21	14.3.2018 1:00 21.7
5.3.2018 17:00 28.42	8.3.2018 12:00 26.4	11.3.2018 7:00 21.21	14.3.2018 2:00 22.23
5.3.2018 18:00 28.6	8.3.2018 13:00 25.71	11.3.2018 8:00 21.21	14.3.2018 3:00 20.96
5.3.2018 19:00 26.99	8.3.2018 14:00 25.64	11.3.2018 9:00 21.21	14.3.2018 4:00 22.83
5.3.2018 20:00 26.01	8.3.2018 15:00 26.51	11.3.2018 10:00 21.21	14.3.2018 5:00 23.41
5.3.2018 21:00 25.91	8.3.2018 16:00 28.17	11.3.2018 11:00 21.21	14.3.2018 6:00 22.72
5.3.2018 22:00 29.46	8.3.2018 17:00 27.61	11.3.2018 12:00 21.21	14.3.2018 7:00 24.61
5.3.2018 23:00 29.34	8.3.2018 18:00 27.61	11.3.2018 13:00 21.21	14.3.2018 8:00 24.8
6.3.2018 0:00 29.22	8.3.2018 19:00 27.61	11.3.2018 14:00 21.21	14.3.2018 9:00 25.92
6.3.2018 1:00 25.24	8.3.2018 20:00 27.61	11.3.2018 15:00 21.21	14.3.2018 10:00 24.51
6.3.2018 2:00 24.85	8.3.2018 21:00 27.61	11.3.2018 16:00 21.21	14.3.2018 11:00 24.19
6.3.2018 3:00 26.53	8.3.2018 22:00 27.61	11.3.2018 17:00 21.21	14.3.2018 12:00 23.73
6.3.2018 4:00 24.98	8.3.2018 23:00 27.61	11.3.2018 18:00 21.21	14.3.2018 13:00 22.44
6.3.2018 5:00 27.51	9.3.2018 0:00 27.61	11.3.2018 19:00 21.21	14.3.2018 14:00 22.65

14.3.2018 15:00	22.94	17.3.2018 10:00	23.1	20.3.2018 5:00	21.37	23.3.2018 0:00	20.76
14.3.2018 16:00	22.23	17.3.2018 11:00	23.47	20.3.2018 6:00	22.27	23.3.2018 1:00	20.52
14.3.2018 17:00	21.47	17.3.2018 12:00	22.67	20.3.2018 7:00	23.07	23.3.2018 2:00	20.32
14.3.2018 18:00	21.94	17.3.2018 13:00	21.7	20.3.2018 8:00	23.14	23.3.2018 3:00	19.95
14.3.2018 19:00	22.27	17.3.2018 14:00	22.24	20.3.2018 9:00	23.5	23.3.2018 4:00	20.36
14.3.2018 20:00	24.89	17.3.2018 15:00	21.41	20.3.2018 10:00	23.44	23.3.2018 5:00	21.65
14.3.2018 21:00	22.25	17.3.2018 16:00	21.68	20.3.2018 11:00	22.18	23.3.2018 6:00	21.83
14.3.2018 22:00	22.84	17.3.2018 17:00	21.22	20.3.2018 12:00	22.27	23.3.2018 7:00	23.27
14.3.2018 23:00	22.31	17.3.2018 18:00	20.8	20.3.2018 13:00	21.49	23.3.2018 8:00	30.3
15.3.2018 0:00	21.42	17.3.2018 19:00	23.12	20.3.2018 14:00	20.74	23.3.2018 9:00	29.31
15.3.2018 1:00	20.88	17.3.2018 20:00	23.79	20.3.2018 15:00	21.23	23.3.2018 10:00	24.53
15.3.2018 2:00	20.51	17.3.2018 21:00	24.88	20.3.2018 16:00	20.82	23.3.2018 11:00	25.01
15.3.2018 3:00	20.61	17.3.2018 22:00	22.98	20.3.2018 17:00	20.84	23.3.2018 12:00	25.04
15.3.2018 4:00	21.23	17.3.2018 23:00	24.21	20.3.2018 18:00	20.43	23.3.2018 13:00	25.36
15.3.2018 5:00	22.09	18.3.2018 0:00	23.78	20.3.2018 19:00	21.35	23.3.2018 14:00	25.39
15.3.2018 6:00	23.26	18.3.2018 1:00	26.16	20.3.2018 20:00	22.11	23.3.2018 15:00	24.57
15.3.2018 7:00	23.99	18.3.2018 2:00	21.4	20.3.2018 21:00	21.75	23.3.2018 16:00	24.87
15.3.2018 8:00	30.04	18.3.2018 3:00	24.42	20.3.2018 22:00	21.01	23.3.2018 17:00	24.23
15.3.2018 9:00	33.16	18.3.2018 4:00	23.93	20.3.2018 23:00	21.63	23.3.2018 18:00	24.61
15.3.2018 10:00	30.85	18.3.2018 5:00	24.49	21.3.2018 0:00	21	23.3.2018 19:00	24.57
15.3.2018 11:00	29.72	18.3.2018 6:00	25.88	21.3.2018 1:00	20.81	23.3.2018 20:00	23.97
15.3.2018 12:00	25.71	18.3.2018 7:00	24.05	21.3.2018 2:00	20.35	23.3.2018 21:00	23.21
15.3.2018 13:00	25.08	18.3.2018 8:00	23.56	21.3.2018 3:00	19.9	23.3.2018 22:00	25.65
15.3.2018 14:00	22.52	18.3.2018 9:00	24.18	21.3.2018 4:00	20.45	23.3.2018 23:00	23.15
15.3.2018 15:00	26.29	18.3.2018 10:00	21.71	21.3.2018 5:00	21.06	24.3.2018 0:00	21.99
15.3.2018 16:00	25.18	18.3.2018 11:00	23.05	21.3.2018 6:00	22.37	24.3.2018 1:00	22.25
15.3.2018 17:00	24.26	18.3.2018 12:00	22.14	21.3.2018 7:00	24.14	24.3.2018 2:00	22.68
15.3.2018 18:00	23.72	18.3.2018 13:00	20.31	21.3.2018 8:00	23.98	24.3.2018 3:00	21.7
15.3.2018 19:00	23.8	18.3.2018 14:00	22.6	21.3.2018 9:00	23.39	24.3.2018 4:00	22.63
15.3.2018 20:00	24.59	18.3.2018 15:00	21.98	21.3.2018 10:00	22.88	24.3.2018 5:00	22.18
15.3.2018 21:00	24.48	18.3.2018 16:00	21.9	21.3.2018 11:00	22.35	24.3.2018 6:00	21.9
15.3.2018 22:00	24.21	18.3.2018 17:00	21.68	21.3.2018 12:00	21.94	24.3.2018 7:00	22.09
15.3.2018 23:00	23.92	18.3.2018 18:00	22.07	21.3.2018 13:00	21.63	24.3.2018 8:00	22.93
16.3.2018 0:00	21.62	18.3.2018 19:00	22.91	21.3.2018 14:00	21.01	24.3.2018 9:00	22.06
16.3.2018 1:00	23.07	18.3.2018 20:00	23.35	21.3.2018 15:00	21.1	24.3.2018 10:00	21.1
16.3.2018 2:00	22.6	18.3.2018 21:00	23.08	21.3.2018 16:00	21.79	24.3.2018 11:00	21.03
16.3.2018 3:00	22.84	18.3.2018 22:00	21.71	21.3.2018 17:00	20.65	24.3.2018 12:00	21
16.3.2018 4:00	23.52	18.3.2018 23:00	22.2	21.3.2018 18:00	20.63	24.3.2018 13:00	21.01
16.3.2018 5:00	22.92	19.3.2018 0:00	21.02	21.3.2018 19:00	21.27	24.3.2018 14:00	19.42
16.3.2018 6:00	28.94	19.3.2018 1:00	21.09	21.3.2018 20:00	22.19	24.3.2018 15:00	19.35
16.3.2018 7:00	26.93	19.3.2018 2:00	21.38	21.3.2018 21:00	20.77	24.3.2018 16:00	18.5
16.3.2018 8:00	28.62	19.3.2018 3:00	21.52	21.3.2018 22:00	20.5	24.3.2018 17:00	19.08
16.3.2018 9:00	27.89	19.3.2018 4:00	21.88	21.3.2018 23:00	20.74	24.3.2018 18:00	18.83
16.3.2018 10:00	26.58	19.3.2018 5:00	22.4	22.3.2018 0:00	19.89	24.3.2018 19:00	19.42
16.3.2018 11:00	24.98	19.3.2018 6:00	23.18	22.3.2018 1:00	20.85	24.3.2018 20:00	19.65
16.3.2018 12:00	25.54	19.3.2018 7:00	23.4	22.3.2018 2:00	24.64	24.3.2018 21:00	18.9
16.3.2018 13:00	25.26	19.3.2018 8:00	23.34	22.3.2018 3:00	22.01	24.3.2018 22:00	19.11
16.3.2018 14:00	24.2	19.3.2018 9:00	24.72	22.3.2018 4:00	21.46	24.3.2018 23:00	20.61
16.3.2018 15:00	25.22	19.3.2018 10:00	24.14	22.3.2018 5:00	22.69	25.3.2018 0:00	21.85
16.3.2018 16:00	24.32	19.3.2018 11:00	22.62	22.3.2018 6:00	22.58	25.3.2018 1:00	18.68
16.3.2018 17:00	25.11	19.3.2018 12:00	23.39	22.3.2018 7:00	23.99	25.3.2018 2:00	18.68
16.3.2018 18:00	23.7	19.3.2018 13:00	23.63	22.3.2018 8:00	24	25.3.2018 3:00	18.68
16.3.2018 19:00	25.1	19.3.2018 14:00	22.45	22.3.2018 9:00	23.51	25.3.2018 4:00	18.83
16.3.2018 20:00	25.52	19.3.2018 15:00	21.96	22.3.2018 10:00	22.56	25.3.2018 5:00	20.57
16.3.2018 21:00	24.86	19.3.2018 16:00	21.31	22.3.2018 11:00	22.4	25.3.2018 6:00	20.5
16.3.2018 22:00	24.23	19.3.2018 17:00	21.39	22.3.2018 12:00	22.05	25.3.2018 7:00	20.63
16.3.2018 23:00	25.15	19.3.2018 18:00	21.33	22.3.2018 13:00	16.17	25.3.2018 8:00	20.19
17.3.2018 0:00	25.05	19.3.2018 19:00	22.25	22.3.2018 14:00	21.03	25.3.2018 9:00	20.19
17.3.2018 1:00	26.49	19.3.2018 20:00	22.7	22.3.2018 15:00	20.5	25.3.2018 10:00	19.84
17.3.2018 2:00	24.41	19.3.2018 21:00	21.76	22.3.2018 16:00	20.34	25.3.2018 11:00	19.44
17.3.2018 3:00	23.17	19.3.2018 22:00	22.01	22.3.2018 17:00	20.03	25.3.2018 12:00	19.16
17.3.2018 4:00	26.04	19.3.2018 23:00	21.7	22.3.2018 18:00	20.52	25.3.2018 13:00	19.31
17.3.2018 5:00	23.78	20.3.2018 0:00	21.42	22.3.2018 19:00	21.18	25.3.2018 14:00	19.44
17.3.2018 6:00	24.11	20.3.2018 1:00	20.71	22.3.2018 20:00	21.47	25.3.2018 15:00	19.12
17.3.2018 7:00	25.84	20.3.2018 2:00	20.61	22.3.2018 21:00	21.04	25.3.2018 16:00	18.67
17.3.2018 8:00	23.62	20.3.2018 3:00	20.42	22.3.2018 22:00	21.47	25.3.2018 17:00	18.73
17.3.2018 9:00	23.56	20.3.2018 4:00	20.32	22.3.2018 23:00	20.71	25.3.2018 18:00	19.06

25.3.2018 19:00	19.18	28.3.2018 14:00	21.79	31.3.2018 9:00	25.52
25.3.2018 20:00	20	28.3.2018 15:00	21.9	31.3.2018 10:00	22.24
25.3.2018 21:00	19.95	28.3.2018 16:00	21.41	31.3.2018 11:00	21.97
25.3.2018 22:00	22.01	28.3.2018 17:00	21.78	31.3.2018 12:00	21.29
25.3.2018 23:00	19.84	28.3.2018 18:00	21.69	31.3.2018 13:00	20.91
26.3.2018 0:00	19.36	28.3.2018 19:00	20.52	31.3.2018 14:00	19.84
26.3.2018 1:00	20.13	28.3.2018 20:00	21.6	31.3.2018 15:00	19.66
26.3.2018 2:00	19.89	28.3.2018 21:00	21.69	31.3.2018 16:00	19.05
26.3.2018 3:00	19.68	28.3.2018 22:00	22.62	31.3.2018 17:00	18.84
26.3.2018 4:00	19.13	28.3.2018 23:00	22.56	31.3.2018 18:00	18.79
26.3.2018 5:00	20.25	29.3.2018 0:00	21.3	31.3.2018 19:00	18.78
26.3.2018 6:00	25.32	29.3.2018 1:00	21.78	31.3.2018 20:00	18.82
26.3.2018 7:00	24.3	29.3.2018 2:00	22.44	31.3.2018 21:00	19.08
26.3.2018 8:00	26.41	29.3.2018 3:00	21.77	31.3.2018 22:00	20.16
26.3.2018 9:00	30.64	29.3.2018 4:00	21.91	31.3.2018 23:00	20.65
26.3.2018 10:00	29.08	29.3.2018 5:00	21.28		
26.3.2018 11:00	27.48	29.3.2018 6:00	26.46		
26.3.2018 12:00	25.15	29.3.2018 7:00	25.88		
26.3.2018 13:00	24.8	29.3.2018 8:00	24.84		
26.3.2018 14:00	23.01	29.3.2018 9:00	25.24		
26.3.2018 15:00	23.24	29.3.2018 10:00	21.82		
26.3.2018 16:00	24.02	29.3.2018 11:00	21.77		
26.3.2018 17:00	23.22	29.3.2018 12:00	20.99		
26.3.2018 18:00	22.44	29.3.2018 13:00	21.11		
26.3.2018 19:00	21.97	29.3.2018 14:00	20.26		
26.3.2018 20:00	24.02	29.3.2018 15:00	19.96		
26.3.2018 21:00	23.71	29.3.2018 16:00	20.17		
26.3.2018 22:00	23.42	29.3.2018 17:00	20.27		
26.3.2018 23:00	23.02	29.3.2018 18:00	20.34		
27.3.2018 0:00	24.08	29.3.2018 19:00	19.61		
27.3.2018 1:00	24.47	29.3.2018 20:00	20.77		
27.3.2018 2:00	25.29	29.3.2018 21:00	21.39		
27.3.2018 3:00	24.88	29.3.2018 22:00	21.37		
27.3.2018 4:00	25.18	29.3.2018 23:00	20.92		
27.3.2018 5:00	27.28	30.3.2018 0:00	21.32		
27.3.2018 6:00	28.28	30.3.2018 1:00	21.17		
27.3.2018 7:00	27.39	30.3.2018 2:00	21.89		
27.3.2018 8:00	26.76	30.3.2018 3:00	20.85		
27.3.2018 9:00	28.5	30.3.2018 4:00	21.2		
27.3.2018 10:00	26.28	30.3.2018 5:00	24.55		
27.3.2018 11:00	23.37	30.3.2018 6:00	24.23		
27.3.2018 12:00	23.91	30.3.2018 7:00	24.14		
27.3.2018 13:00	23.84	30.3.2018 8:00	23.64		
27.3.2018 14:00	23.41	30.3.2018 9:00	26.7		
27.3.2018 15:00	22.97	30.3.2018 10:00	22.27		
27.3.2018 16:00	21.57	30.3.2018 11:00	22		
27.3.2018 17:00	21.57	30.3.2018 12:00	21.97		
27.3.2018 18:00	21.47	30.3.2018 13:00	22.14		
27.3.2018 19:00	21.92	30.3.2018 14:00	20.34		
27.3.2018 20:00	22.27	30.3.2018 15:00	20.29		
27.3.2018 21:00	22.91	30.3.2018 16:00	19.71		
27.3.2018 22:00	23.03	30.3.2018 17:00	19.56		
27.3.2018 23:00	23.68	30.3.2018 18:00	19.19		
28.3.2018 0:00	23.25	30.3.2018 19:00	19.19		
28.3.2018 1:00	21.82	30.3.2018 20:00	19.69		
28.3.2018 2:00	23.03	30.3.2018 21:00	20.81		
28.3.2018 3:00	21.5	30.3.2018 22:00	20.6		
28.3.2018 4:00	22.15	30.3.2018 23:00	20.65		
28.3.2018 5:00	24.74	31.3.2018 0:00	20.89		
28.3.2018 6:00	25.01	31.3.2018 1:00	20.77		
28.3.2018 7:00	25.05	31.3.2018 2:00	20.09		
28.3.2018 8:00	26.34	31.3.2018 3:00	21.25		
28.3.2018 9:00	25.65	31.3.2018 4:00	21.51		
28.3.2018 10:00	24.72	31.3.2018 5:00	22.82		
28.3.2018 11:00	24.07	31.3.2018 6:00	24.2		
28.3.2018 12:00	23.17	31.3.2018 7:00	25.14		
28.3.2018 13:00	22.62	31.3.2018 8:00	23.56		



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway