



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 19018

Examensarbete 30 hp
Juni 2019

Elektrifiering av Uppsalas stadsbussar

Lösningar för att hantera kapacitetsbristen
i en växande region

Jonas Andersson
Vendela Bernström



UPPSALA
UNIVERSITET

Teknisk- naturvetenskaplig fakultet
UTH-enheten

Besöksadress:
Ångströmlaboratoriet
Lägerhyddsvägen 1
Hus 4, Plan 0

Postadress:
Box 536
751 21 Uppsala

Telefon:
018 – 471 30 03

Telefax:
018 – 471 30 00

Hemsida:
<http://www.teknat.uu.se/student>

Abstract

Electrification of city buses in Uppsala: Solutions for managing the capacity shortage in a growing region

Jonas Andersson & Vendela Bernström

Region Uppsala, who are responsible for the public transport in Uppsala county, are currently building a new city bus depot. Due to capacity shortage in the transmission grid to Uppsala, the operation of the new bus depot must be adapted to a limited power output. In addition to this, the city of Uppsala aims to introduce the first electrical buses by 2021.

The purpose of this study was to investigate how electrical buses of different penetration level will affect the power demand at the new city bus depot. The results showed that the current power limitation was already exceeded by 200 kW if 12 electrical buses were introduced. Therefore, different technical solutions were evaluated in terms of increasing the penetration level of electrical buses. These solutions were evaluated by a life cycle cost analysis. The cheapest solution was to connect the city bus depot with the regional bus depot. This is possible because the grid connection by the regional bus depot is oversized, compared to its load. However, this solution does not solve the general problem of capacity-shortage in Uppsala and the legality of it must be analyzed further. Two other solutions that were investigated were a local battery storage and a gas engine coupled with a generator at the depot. None of the solutions could solve the power problem at the depot on its own. For a scenario with more than 40 electrical buses, the different technical solutions that were investigated must be combined.

Nyckelord: Batterilager, biogasmotor, bussdepå, depåladdning, elbussar, elektrifiering av kollektivtrafik, kapacitetsbrist, stadsbusstrafik.

Handledare: Marcus Nystrand
Ämnesgranskare: David Lingfors
Examinator: Elisabet Andrésdóttir
ISSN: 1650-8319, UPTec STS 19018

Sammanfattning

Sverige har som mål att minska koldioxidutsläppen från inrikes transporter, förutom flyget, med 70 procent till år 2030 jämfört med år 2010. Som en del i omställningen mot ett fossilfritt transportsystem väntas antalet elbussar öka. Elbussar bidrar med minskade lokala luftemissioner och är dessutom tystare än traditionella bussar, vilket gör att de lämpar sig väl för stadstrafik. Flera svenska städer, däribland Eskilstuna, Göteborg och Umeå, har redan påbörjat en elektrifiering av den lokala busstrafiken. I Uppsala körs stadsbussarna i nuläget på biogas och biodiesel men det finns en politisk vilja att introducera elbussar. De första elbussarna planeras att köpas in under 2021 och målet är att uppnå 60 elbussar år 2030, vilket skulle motsvara ungefär en tredjedel av dagens stadsbussflotta.

Region Uppsala, vilka är ansvariga för kollektivtrafiken i länet, bygger för tillfället en ny stadsbussdepå. Depån kommer att ha plats för cirka 180 bussar och förväntas vara färdig under hösten 2020. När Region Uppsala ansökte om att öppna ett nytt elabonnemang för bussdepån ansökte de om ett effektuttag på 6 MW. Den lokala nätägaren kunde inte godkänna det efterfrågade effektuttaget med hänvisning till den rådande kapacitetsbristen. Region Uppsala tilldelades därför ett begränsat effektuttag på 1,5 MW under dagtid (06:00–22:00) och 4 MW övrig tid för den nya depån.

Kapacitetsbrist innebär att elnätets förmåga att leverera el är begränsad – det är helt enkelt fullt på elledningarna in mot Uppsala. För att lösa problemet med kapacitetsbrist krävs det att nya stamnätsledningar byggs, något som är både tidskrävande och dyrt. De ombyggnationer som berör området kring Uppsala förväntas vara färdiga tidigast år 2030, vilket innebär att bussdepån kommer att behöva förhålla sig till det begränsade effektuttaget framöver.

Det är alltså osäkert om det kommer att finnas tillräckligt med effekt för att ladda framtida elbussar vid depån. För att hitta en lösning på effektproblemet ansökte Region Uppsala om stöd från Vinnova för att driva projektet Spetskraft 2020. Ansökan godkändes och i januari 2019 påbörjades projektet, vars syfte är att ta fram lösningar som möjliggör en elektrifiering av kollektivtrafiken i områden med kapacitetsbrist. Som en del av projektet har två examensarbeten genomförts; ett som undersöker lokala lösningar vid depån och ett som undersöker potentialen för andhållplatsladdning. Det här examensarbetet fokuserar på att undersöka lokala lösningar vid den nya stadsbussdepån.

Syftet med examensarbetet har dels varit att uppskatta effektbehovet vid den nya depån, dels att identifiera och utreda olika tekniska lösningar för att möjliggöra laddning av elbussar vid depån. Det uppskattade effektbehovet beräknades med utgångspunkt i den nuvarande stadsbussdepåns timvisa medeleffektuttag och justerades sedan baserat på intervjuer med inblandade aktörer. Effektbehovet vid den nya depån presenteras i form av lastkurvor, vilka visar när och under hur lång tid bussdepån väntas överskrida det tillåtna effektuttaget. Resultatet visar att det saknas effekt för att ladda de planerade

elbussarna vid depån. För ett scenario med 12 elbussar saknas det som mest cirka 200 kW. För ett scenario med 60 elbussar saknas det som mest cirka 2 700 kW.

För att klara av att ladda elbussar vid den nya stadsbussdepån identifierades fyra möjliga lösningar; en batterilösning, en liten biogasmotor kopplad till en generator, en stor biogasmotor kopplad till en generator samt ihopkoppling av stadsbussdepån med regionbussdepån. Ingen av de fyra lösningarna var tillräcklig för att på egen hand klara av ett scenario med 60 elbussar, däremot kunde olika kombinationer av lösningar, exempelvis en gasmotor och ett batteri, tillföra den effekt och energi som saknas. Lösningarna utvärderades utifrån en livscykelkostnadsanalys, vilken visade att ihopkoppling med regionbussdepån var den lösning med lägst nuvärdeskostnader för alla elbussscenario. Ihopkoppling bidrar dock inte till att lösa problemet med kapacitetsbristen i Uppsala.

I känslighetsanalysen undersöktes bland annat hur olika sorters uppvärmning påverkade effektbehovet vid den nya depån. I nuläget är det planerat att bussarna innan avfärd ska värmas upp med hjälp av elpatroner, vilka drar 10,5 kW per buss. Resultaten från analysen visar att vilken typ av uppvärmning som används inte är avgörande för ett scenario med ett stort antal elbussar, istället är det laddningen av bussarna som avgör hur stora effekttopparna blir. För ett scenario med få elbussar är det av större vikt vilken typ av uppvärmning som används – om fjärrvärme eller spillvärme används är det möjligt att introducera 12 elbussar utan att det krävs någon ytterligare teknisk lösning. Känslighetsanalysen visar även att nuvärdeskostnaderna för de två gasmotorerna sjunker markant om den spillvärme som de producerar kan tas tillvara. Hur batteripriset utvecklas framöver är en annan parameter som har stor inverkan på nuvärdeskostnaderna för de lösningar som inkluderar batterilager.

Förord

Denna rapport är resultatet av ett examensarbete som utfördes vid Uppsala universitet inom civilingenjörsprogrammet System i teknik och samhälle under våren 2019. Examensarbetet har skett på uppdrag av Region Uppsala i samarbete med BioDriv Öst och har varit en del av det Vinnovafinansierade projektet Spetskraft 2020.

Först och främst vill vi rikta ett stort tack till vår handledare på Region Uppsala, Marcus Nystrand, som med stort intresse och engagemang hjälpt oss under processen. Vi vill också tacka Magnus Rahm, som har läst igenom rapporten och kommit med värdefull feedback.

Till sist vill vi tacka David Lingfors, vår ämnesgranskare, som har varit ett stort stöd under arbetets gång.

Jonas Andersson & Vendela Bernström

Uppsala, juni 2019

Innehållsförteckning

1. Inledning	1
1.1 Problemformulering	2
1.2 Syfte och frågeställningar	2
1.3 Avgränsningar	2
1.4 Tidigare forskning	2
2. Bakgrund	4
2.1 Sveriges elnät	4
2.2 Elbrist	4
2.3 Region Uppsala	5
2.3.1 Fastighet och Service	5
2.3.2 Trafik och Samhälle	6
2.3.3 Gamla Uppsala Buss (GUB)	6
2.4 Den nuvarande stadsbussdepån	7
2.5 Den nya stadsbussdepån	7
2.5.1 Elanslutning	9
2.6 Elbussar	10
2.6.1 För- och nackdelar med elbussar	10
2.6.2 Elbussteknik	11
2.6.3 Elbussar i Sverige	11
2.6.4 Elbussar i Uppsala	12
2.7 Spetskraft 2020	12
3. Material och metod	13
3.1 Tillvägagångssätt	13
3.2 Litteraturstudie	13
3.3 Intervjuer	14
3.4 Studiebesök	15
3.5 Beräkning av lastkurvor	16
3.5.1 Effektuttag för det nuvarande elabonnemanget	17
3.5.2 Baslast vid den nuvarande depån	18
3.5.3 Solelproduktion vid den nya depån	20
3.5.4 Baslast vid den nya depån	22
3.5.5 Addering av uppvärmning av bussar	23
3.5.6 Addering av elbussladdning	24
3.5.7 Sammanfattning av lastscenarion	26

3.6	Användning av lastkurvorna	27
3.6.1	Beräkning av effektbehov	27
3.6.2	Beräkning av energibehov.....	27
3.7	Tekniska lösningar	28
3.7.1	Teknisk genomförbarhet	28
3.8	Utvärdering av livscykelkostnader.....	29
3.8.1	Kostnad för el.....	30
3.8.2	Kostnad för fjärrvärme	32
3.9	Känslighetsanalys.....	34
4.	Resultat	35
4.1	Effekt- och energibehov vid den nya depån.....	35
4.1.1	Effektbehov under perioden med uppvärmning.....	35
4.1.2	Energibehov under perioden med uppvärmning	38
4.1.3	Effektbehov under perioden utan uppvärmning.....	41
4.1.4	Energibehov för perioden utan uppvärmning.....	44
4.1.5	Solelproduktion	44
4.2	Sammanställning av tekniska krav	46
4.3	Tekniska lösningar som förkastades	47
4.3.1	Bränslecell (vätgas).....	47
4.3.2	Bränslecell (metangas)	48
4.3.3	Tryckluftslager (CAES)	48
4.3.4	Solceller med batteri.....	48
4.3.5	Vindkraftverk med batteri	49
4.3.6	Svänghjul.....	49
4.3.7	Laststyrning i närområdet.....	49
4.4	Potentiella tekniska lösningar.....	49
4.4.1	Batteri.....	50
4.4.2	Gasmotor med generator	51
4.4.3	Koppla ihop stadsbussdepån med regionbussdepån.....	53
4.4.4	Tekniska lösningar för olika elbussscenarion	53
4.5	Livscykelkostnadsanalys	54
4.5.1	12 elbussar.....	54
4.5.2	20 elbussar.....	55
4.5.3	30 elbussar.....	56
4.5.4	60 elbussar.....	57
4.6	Känslighetsanalys.....	58

4.6.1	Effektbehov med en annan typ av uppvärmning.....	59
4.6.2	Användning av spillvärme	60
4.6.3	Oförändrat batteripris	62
5.	Diskussion	64
5.1	Uppvärmning och laddning av elbussar	64
5.2	Tekniska lösningar	65
5.2.1	Biogasmotor med generator	65
5.2.2	Batteri	66
5.2.3	Ihopkoppling	68
5.3	Förändrat elpris	68
6.	Slutsatser.....	70
6.1	Vidare forskning.....	71
	Referenser	72
7.	Appendix.....	78
7.1	Elbussladdning, vardag	78
7.2	Elbussladdning, helg	80
7.3	Uppvärmning av bussar.....	81
7.3.1	Värmning av 12 elbussar.....	87
7.4	Kostnad för vätgaslager.....	88
7.5	Priser och kostnader för möjliga tekniska lösningar	88
7.6	Lastkurvor	89
7.7	Beräkning av systemverkningsgrad.....	91

1. Inledning

Sveriges transportsystem genomgår en omställning, där målet är att minska koldioxidutsläppen från inrikes transporter, förutom flyget, med 70 procent till år 2030 jämfört med år 2010 [1]. En del i denna omställning är att öka andelen biodrivmedel, men för att ersätta de fossila bränslena förväntas även andelen elfordon öka. Flera svenska städer har redan påbörjat utvecklingen mot en fossilfri kollektivtrafik, bland annat genom att elektrifiera delar av den lokala busstrafiken. I Uppsala körs stadsbussarna i nuläget på biogas och biodiesel men ambitionen är att introducera de första elbussarna år 2021. Planen är att stegvis introducera elbussarna i samband med planerat fordonsbyte, det vill säga när äldre bussar behöver bytas ut. Det finns en politisk vilja att uppnå 60 elbussar år 2030, vilket skulle motsvara ungefär en tredjedel av stadsbussflottan [2, 3]. Förutom att elbussar bidrar med minskade lokala luftemissioner är de dessutom tystare än traditionella bussar, vilket kan minska bullernivåerna i en stad [4].

Region Uppsala, vilka ansvarar för kollektivtrafiken i länet, bygger för närvarande en ny stadsbussdepå som planeras att tas i drift under hösten 2020. När Region Uppsala kontaktade den lokala nätägaren för att öppna ett nytt elabonnemang för bussdepån fick de avslag på sin önskade anslutningseffekt. Anledningen till att nätägaren inte kunde godkänna det effektuttag som Region Uppsala efterfrågade är att det råder kapacitetsbrist i Uppsala, vilket innebär att elnätet inte har kapacitet nog att ansluta och leverera den effekt som efterfrågas. Kapacitetsbristen kan lösas genom att bygga nya ledningar till Uppsala, något som är både tidskrävande och dyrt. Enligt Svenska Kraftnät kommer det att dröja till tidigast år 2030 innan nätägaren kan öka sin anslutningseffekt så pass mycket att bussdepån kan öka sitt effektuttag. Det här innebär att bussdepån troligtvis kommer behöva driftas med det begränsade effektuttaget fram till år 2030. Den lokala nätägaren har godkänt ett effektuttag på 1,5 MW under dagtid (06:00–22:00) och 4 MW övrig tid [5, 6]. Med det begränsade effektuttag som bussdepån måste förhålla sig till är det osäkert om det kommer vara möjligt att ladda några elbussar vid den nya depån.

För att hitta en lösning på ovanstående problem ansökte Region Uppsala under våren 2018 om ekonomiskt stöd från Vinnova. Ansökan godkändes och Region Uppsala beviljades medel för att bedriva förstudier i Vinnovas program för Utmaningsdriven innovation. Projektet, vilket fick namnet Spetskraft 2020, genomförs i samarbete med bland annat BioDriv Öst, en organisation som verkar för att underlätta och påskynda omställningen mot ett fossilfritt transportsystem. Syftet med Spetskraft 2020 är att precisera problemet och identifiera lösningar som möjliggör laddning av elbussar i en stad med kapacitetsbrist. Målet är att dessa lösningar ska kunna tillämpas även i andra städer med liknande problematik. Ett sätt att möjliggöra laddning av elbussar vid den nya depån är att introducera någon form av teknisk lösning som kan bidra med effekt vid de tillfällen då bussdepån riskerar att överskrida det begränsade effektuttaget. Exempel på en teknisk lösning skulle kunna vara att placera ett lokalt energilager vid depån, alternativt att generera el lokalt vid depån.

1.1 Problemformulering

När den nya stadsbussdepån i Uppsala tas i drift finns det en överhängande risk att det godkända effektuttaget kommer att överskridas vid vissa tillfällen. Samtidigt finns det en önskan om att introducera elbussar i stadsbusstrafiken, vilket skulle innebära ett ännu större effektbehov. Region Uppsala vill få en tydlig bild av hur effektbehovet vid den nya stadsbussdepån kommer att se ut, samt vad det finns för tekniska lösningar för att möjliggöra en introduktion av elbussar.

1.2 Syfte och frågeställningar

Syftet med studien är att undersöka hur kollektivtrafiken kan elektrifieras i ett område där det råder kapacitetsbrist i elnätet. För att uppfylla syftet undersöktes följande frågor:

- Hur ser effekt- och energibehovet ut för den nya stadsbussdepån?
- Hur förändras stadsbussdepåns effekt- och energibehov om olika antal elbussar introduceras i bussflottan?
- Vilka tekniska lösningar finns för att säkerställa att depån inte överskrider det begränsade effektuttaget vid introduktion av elbussar?

1.3 Avgränsningar

Studien är begränsad till att undersöka problemet med att elektrifiera busstrafiken i Uppsala. Resultatet kan dock appliceras på andra städer med liknande problematik.

Laddning av elbussar kan ske på flera olika sätt. Bussarna kan antingen långsamladdas i en depå eller snabbaddas ute på linjen. Denna studie utgår från att de elbussar som introduceras i Uppsala kommer att långsamladdas vid den nya stadsbussdepån, eftersom det är planen i nuläget.

Den nya stadsbussdepån beräknas tas i drift under hösten 2020 och år 2030 väntas bussdepån få utökad anslutningseffekt. Studiens tidsperspektiv sträcker sig således från år 2020–2030.

1.4 Tidigare forskning

De senaste åren har forskningen rörande elfordon ökat, vilket gäller även elbussar. Flera studier har utrett möjligheten att elektrifiera busstrafiken i en specifik stad, däribland Maria Xylia's avhandling "Towards electrified public bus transport: The case of Stockholm" [7]. I avhandlingen undersöktes vilka fördelar en elektrifierad stadsbusstrafik har vad gäller energieffektivitet och utsläpp av växthusgaser. Dessutom undersöktes kostnaderna för att ställa om till en elektrifierad bussflotta. Ett resultat som framkom var att energianvändningen i Stockholm kommer att minska även om endast en del av busslinjerna i staden elektrifieras. En slutsats är att miljöpåverkan inte nödvändigtvis blir lägre för att fler linjer elektrifieras, det kan finnas fördelar med att ha en diversifierad

bussflotta som drivs på både el och biodrivmedel. Slutligen kan kostnaderna för att investera i elbussar vägas upp av lägre bränslekostnader.

Trafikförvaltningen i Stockholms län publicerade under 2019 rapporten ”Övergång till eldriven busstrafik i Stockholms län” [8]. Studien, som genomfördes i samarbete med flera kommuner, elnätbolag och bussoperatörer, undersökte hur en övergång till elbussar skulle kunna gå till. I rapporten gjordes en bedömning av var någonstans i Stockholm elbussar skulle bidra med mest nytta, samt vilken typ av elbuss som lämpar sig bäst. Även elnätet i Stockholmsregionen utreddes.

Ett problem som lyfts fram av Trafikförvaltningen är hur långvariga strömavbrott ska hanteras när bussarna går på el. Resultatet från rapporten tyder på att kapacitetsbrist troligtvis inte kommer vara ett problem vid en elektrifiering av delar av stadsbusstrafiken i Stockholm. Vissa lokala förstärkningar av elnätet kommer dock krävas. Hur kapacitetsbristen kommer påverka möjligheten att införa elbussar i Stockholmsregionen råder det dock delade meningar om. Flera aktörer lyfter fram kapacitetsbristen som ett akut problem, där nyetableringar, bostadsbyggande och infrastrukturprojekt riskerar att begränsas redan 2021 [9] [10].

I rapporten ”Vad behövs för att elektrifiera transportsystemet i Göteborg?” presenteras resultatet av en studie som genomfördes av Göteborg Energi i samarbete med bland annat Sweco, Volvo och Vattenfall [11]. Studien undersöker vilka problem, med avseende på elnätskapacitet, som skulle kunna uppstå om hela transportsystemet i Göteborgs kommun elektrifieras till år 2030.

Resultatet visade att det finns en risk för att det kommer uppstå lokala effektproblem till följd av att laddningsmönster är svåra att förutsäga. En elektrifiering av transportsystemet i Göteborg kommer att öka energi- och effektbehovet i regionen och risken finns att det minskar möjligheterna för annan tillväxt. Studien lyfter även fram vikten av att utveckla laddinfrastruktur som är anpassad för smart laddning, det vill säga laddning som kan styras med avseende på tid, effektuttag och energimängd. En sådan laddning kan möjliggöra ett bättre utnyttjande av elnätet och minska behovet av förstärkt överföringskapacitet.

Det finns alltså studier som visar på vilka problem som kan uppstå vid en elektrifiering av transportsystemet, men också studier som visar de positiva aspekterna av att introducera elbussar. Däremot saknas studier som utreder och föreslår lösningar som gör det möjligt att elektrifiera delar av transportsystemet i områden där det råder kapacitetsbrist. Syftet med det här examensarbetet är att identifiera olika lösningar för att möjliggöra en elektrifiering av busstrafiken i en stad där det råder kapacitetsbrist.

2. Bakgrund

I det här kapitlet presenteras den bakgrund som är nödvändig för att förstå problemformuleringen och valet av metod. Avsnitt 2.1 beskriver hur Sveriges elnät är uppbyggt. I avsnitt 2.2 förklaras innebörden av kapacitetsbrist i elnätet. Avsnitt 2.3 beskriver hur Region Uppsala är organiserat. Avsnitt 2.4 och 2.5 beskriver den nuvarande respektive den nya stadsbussdepån. Avsnitt 2.6 beskriver elbussar; fördelar och nackdelar med att introducera dem, elbussteknik, samt hur situationen för elbussar ser ut i Sverige och Uppsala. Avsnitt 2.7 beskriver projektet Spetskraft 2020.

2.1 Sveriges elnät

Sveriges elnät kan delas upp i tre delar; stamnät, regionnät och lokalnät [12]. Stamnätet sträcker sig från norra till södra Sverige och används för att transportera el över långa avstånd. För att minska de förluster som uppstår när el transporteras långa sträckor är spänningsnivån hög; från 220 till 400 kV. Stamnätet ägs av staten och förvaltas av Svenska Kraftnät [13]. I kopplingen till regionnätet sänks spänningen till mellan 40 och 130 kV. De tre största regionnätsägarna i Sverige är Vattenfall Eldistribution, E.ON och Ellevio [13]. Med hjälp av regionnätet binds stamnät och lokalnät samman. I lokalnätet, där elen distribueras till elanvändaren, är spänningen under 40 kV. I Sverige finns det cirka 155 elnätsföretag som äger lokalnäten [14].

För att bedriva elnätsverksamhet krävs någon form av nätkoncession. Koncessioner för lokalnät ger ägaren rätt att bygga elnät inom ett visst geografiskt område medan koncessioner för regionnät ger ägaren rätt att uppföra en ledning en viss sträcka [15]. Lokalnätsägaren abonnerar på effekt till det överliggande nätet (regionnätet). På liknande sätt abonnerar regionnätsägaren på effekt från stamnätet. Vid tillfällen då regionnätsägaren tror att den abonnerade effekten kommer överskridas ansöker nätägaren om ett tillfälligt effektabonnemang hos Svenska Kraftnät. Skulle regionnätsägaren överskrida den abonnerade effekten utan att ansöka om ett tillfälligt effektabonnemang måste ägaren betala en straffavgift till Svenska Kraftnät [16]. Svenska Kraftnät har rätt att när som helst avbryta det tillfälliga kontraktet om det finns en risk för överbelastning i stamnätet [16].

2.2 Elbrist

För att elsystemet ska fungera krävs en ständig balans mellan produktion och konsumtion av el. Begreppet elbrist kan syfta till två olika saker; effektbrist och kapacitetsbrist. Effektbrist innebär att den el som produceras i Sverige inte är tillräcklig för att motsvara den el som förbrukas. En sådan situation uppstår oftast några få timmar under kalla vinterdagar. Lösningen är att importera el från andra länder, alternativt att starta den reservkraft som finns i landet [17].

Kapacitetsbrist i elnätet å andra sidan innebär att elnätets förmåga att överföra el är begränsad. Problem med kapacitetsbrist uppstår vanligtvis på stam- eller regionnätetsnivå. En enkel förklaring är att det är fullt på elledningarna [18]. Problemet med kapacitetsbrist uppmärksammades första gången under 2016, då ett företag i Uppsala ansökte om utökad anslutningseffekt för att elektrifiera sina tillverkningsprocesser [19]. Vattenfall Eldistribution, vilka är nätägare i det berörda området, ansökte då om högre anslutningseffekt hos Svenska Kraftnät. När Vattenfall Eldistribution nekades en höjning av abonnemanget stod det klart att regionen var drabbad av kapacitetsbrist [19]. Efter denna incident har ett flertal andra städer drabbats av liknande problem. De städer som är värst drabbade är, förutom Uppsala, Stockholm och Malmö [18]. Under 2018 hade Uppsala problem med kapacitetsbrist under cirka 200 timmar [20].

Grunden till att problemet har uppstått är dels att det har skett en kraftig tillväxt i många städer de senaste åren, dels att ny elintensiv industri har byggts ut. En ytterligare orsak är att den lokala elproduktionen har minskat. Flera kraftvärmeverk har de senaste åren omvandlats till rena värmeverk. Anledningen är att det inte anses ekonomiskt lönsamt att producera el med hjälp av kraftvärme [18].

För att lösa kapacitetsbristen planerar Svenska Kraftnät att bygga ut sina ledningar. Planen är att utbyggnationen som påverkar Uppsala ska vara färdig år 2030 [21]. Svenska Kraftnät planerar även att försöka lösa problemet på andra sätt, bland annat genom att byta ut några ledningar till högttemperaturledningar. Ett sådant projekt kommer att påbörjas år 2020 med förhoppningen att regionnätägaren i Uppsala (Vattenfall Eldistribution) kan öka sitt effektuttag från stamnätet med 100 MW till år 2023 [21]. Det ökade effektuttaget är redan uppbokat och kommer alltså inte att påverka stadsbussdepåns möjligheter att öka anslutningseffekten [5].

En annan metod för att lösa problemet med kapacitetsbrist är att försöka jämna ut lasten för att minska effekttopparna. I Uppsala har Vattenfall Eldistribution ingått ett avtal med Vattenfall Värme för att styra produktion och konsumtion i stadens kraftvärmeverk, där det bland annat finns stora värmepumpar [19].

2.3 Region Uppsala

Den första januari 2017 skedde en sammanslagning av Landstinget i Uppsala och Regionförbundet [22]. Tillsammans bildade de Region Uppsala, vilka ansvarar för frågor inom hälso- och sjukvård, kollektivtrafik, kultur och regional utveckling i Uppsala län. Organisationen styrs politiskt och består av flera olika förvaltningar.

2.3.1 Fastighet och Service

Fastighet och Service är den förvaltning som kommer att äga den nya stadsbussdepån. De är ansvariga för att upphandla, bygga samt förvalta den nya depån. Den byggentreprenör som har vunnit upphandlingen och fått i uppdrag att uppföra den nya bussdepån är Hent

Sverige. För projektering och stöd inom projektledning har Fastighet och Service anlitat konsultföretaget WSP. [23].

2.3.2 Trafik och Samhälle

Trafik och Samhälle är den förvaltning som har till uppgift att utveckla och bedriva hållbara transporter i Uppsala län [18]. Länets kollektivtrafik finansieras delvis av biljettpreiser och delvis av skattemedel. Självfinansieringsgraden är cirka 50 %, vilket är nära rikets snitt [24]. Förvaltningen ansvarar även för att utarbeta mål för regionens kollektivtrafik. Ett av målen är att *”Utveckla infrastruktur som skapar förutsättningar för ett klimatneutralt, trafiksäkert och tillgängligt transportsystem som leder till ett ökat bostadsbyggande och bättre folkhälsa i länets samtliga kommuner”* [19]. Förvaltningen sätter alltså upp ramverket för kollektivtrafiken i länet och ställer krav på länets kollektivtrafikoperatörer. Det är kollektivtrafikoperatörernas uppgift att leva upp till dessa krav.

Varumärket Upplands lokaltrafik, UL, är den del av Trafik och Samhälle som utför och ansvarar för länets kollektivtrafik, vilket innefattar stads- och regionbusstrafiken samt Upptåget [25]. Själva driften av bussar och tåg är tjänster som upphandlas. I dagsläget drifas stadsbussarna av Gamla Uppsala Buss, GUB, och regionbussarna av Nobina. UL har som mål att vara fossilfria till år 2020 [26]. I nuläget är det framförallt biogas och HVO, ett bränsle som liknar fossilt diesel men som tillverkas av vegetabiliska eller animaliska fetter, som används till busstrafiken. HVO kommer förmodligen att bli en bristvara framöver, eftersom efterfrågan väntas öka i och med reduktionsplikten [27]. Det kommer troligen leda till en prisuppgång på HVO, vilket innebär att bussoperatörerna vill minska sitt beroende av bränslet [3].

På sikt vill UL införa helelektriska stadsbussar i trafiken – målet är att de första elbussarna i Uppsala ska tas i drift i slutet av år 2020 [26].

2.3.3 Gamla Uppsala Buss (GUB)

Stadsbusstrafiken i Uppsala drifas av Gamla Uppsala Buss, GUB. Företaget har en historia som sträcker sig tillbaka till 1906, då företaget hette Upsala Spårvägs AB [28]. GUB har blivit tilldelade uppdraget som stadsbussoperatör i staden och ansvarar alltså för den dagliga stadsbusstrafiken i Uppsala. Anledningen till att det inte har skett en upphandling av stadsbussoperatör är att GUB är ett helägt dotterföretag till Region Uppsala [5]. GUB äger sina egna bussar, vilket i praktiken innebär att Region Uppsala äger stadsbussarna.

Stadsbussoperatören följer de riktlinjer som Trafik och Samhälle har satt upp. Det finns dock möjlighet att agera fritt inom ramarna för dessa [5]. GUB har till exempel möjlighet att välja vilket drivmedel de vill drifva sina bussar med, så länge de uppfyller kraven från Trafik och Samhälle. Under 2018 var 90,5 % av det drivmedel som användes fossilfritt, under 2019 väntas det vara 100 % fossilfritt [29].

2.4 Den nuvarande stadsbussdepån

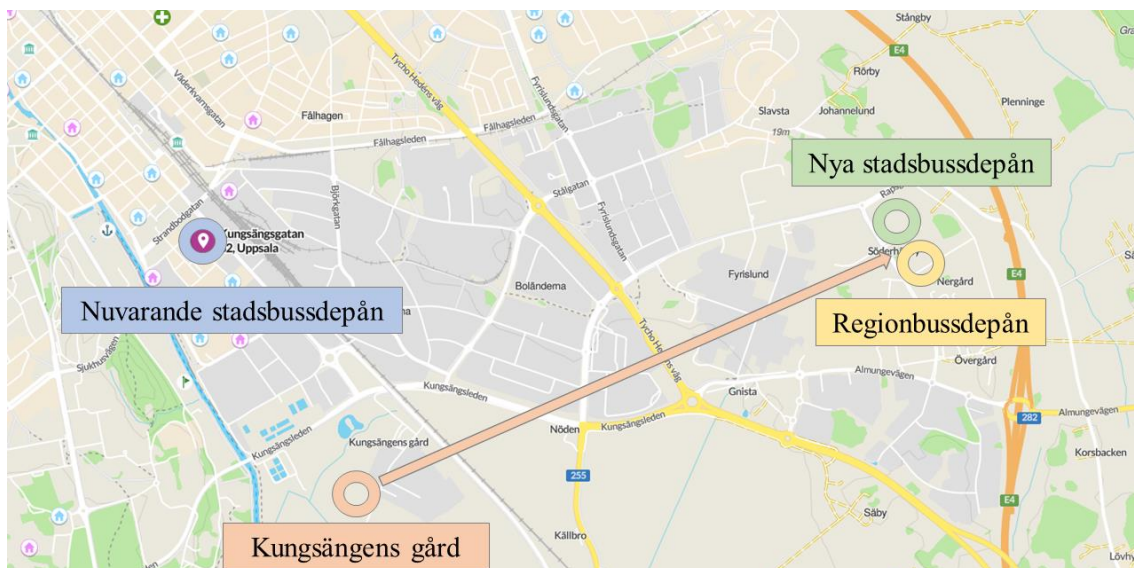
Dagens stadsbussdepå ligger i Industristaden i centrala Uppsala, se Figur 2.1. GUB hyr marken och lokalerna av Uppsala Kommun. Bussdepån består av en servicebyggnad, verkstad, gasbyggnad, kallförråd, högspänningsbyggnad och uppställningsramper där bussarna står för att tankas och värmas upp. I samma lokaler finns även kontor och en restaurang som inte tillhör bussdepån.

I nuläget består stadsbussflottan av 180 bussar, varav 96 körs på biodiesel och 84 på biogas [3]. Samtliga bussar är av märket MAN, vilka har vunnit upphandlingen av stadsbussarna. Enligt Tommy Rydbeck, Teknisk chef på GUB, måste bussarna värmas upp innan de lämnar depån på morgonen. Anledningen är att bussarna måste uppfylla vissa arbetsmiljökrav, vars syfte är att säkerställa busschaufförernas komfort. Enligt kraven ska bussen ha en minimitemperatur på 6 °C innan de tas i trafik. Uppvärmning av bussar sker vanligtvis från slutet av september till mitten av maj. Av de bussar som används dagligen värms i nuläget 130 bussar med elpatron, 29 med fjärrvärme och 21 står i ett varmgarage under natten (se Tabell 2.1). Alla bussar har, vid behov, möjlighet att värmas upp med diesel.

Uppvärmning med hjälp av elpatron och fjärrvärme kopplas på bussarna när de kommer tillbaka till uppställningsramperna på depån. I dagsläget finns det ingen möjlighet till styrning av uppvärmning, utan bussarna värms upp från och med att de kopplas in, fram till att de lämnar uppställningsramperna. Under vardagar kommer cirka 40 bussar tillbaka till depån mitt på dagen. Anledningen är att det är färre bussturer då. Under den kalla perioden på året måste dessa bussar värmas upp innan de återigen tas i bruk under eftermiddagen. Under helgerna är bussturerna mer jämt fördelade över dygnet, vilket medför att inga bussar kommer tillbaka till depån mitt på dagen. Därför krävs endast uppvärmning under tidig morgon under helgerna.

2.5 Den nya stadsbussdepån

Den nya stadsbussdepån byggs i Fyrislund, strax intill dagens regionbussdepå (se Figur 2.1). Från Kungsängens gård, där Uppsala Vattens biogasanläggning ligger, kommer det att gå en pipeline som levererar biogas till både stads- och regionbussarna.



Figur 2.1. Karta som visar placeringen av Uppsalas bussdepåer, samt den pipeline som är planerad att gå från Kungsängens gård till regionbussdepån och den nya stadsbussdepån.

Planen är att depån ska tas i drift under hösten 2020. Den nya depån kommer att ha plats för 180 bussar, med möjlighet att i framtiden bygga ut för ytterligare 40 bussar när behov uppstår. Figur 2.2 visar hur den nya stadsbussdepån kommer att se ut. Bussdepån kommer att ha tre bussramper som bussarna står vid, där de kan kopplas in för uppvärmning och laddning. Alla bussar kommer alltså att stå utomhus. Kontor, servicebyggnad och verkstad kommer att ha sedumtak och på bussramperna kommer det att installeras en solcellsanläggning på totalt 508 kW. De vita byggnaderna i det övre högra hörnet i Figur 2.2 föreställer den nuvarande regionbussdepån.



Figur 2.2. Översiktsbild över den nya stadsbussdepån.

Enligt Tommy Rydbeck kommer verksamhetens energianvändning vara ungefär lika stor vid den nya depån som vid den gamla vad gäller kontor, verkstäder och servicebyggnader. Den stora skillnaden när det kommer till energianvändning är förändringen av hur bussarna värms upp innan de tas i trafik. Vid den nya depån kommer samtliga bussar att värmas upp med elpatron, se Tabell 2.1.

Tabell 2.1. Fördelning över hur bussarna värms upp i den gamla respektive den nya depån [3].

	Elpatron [antal]	Fjärrvärme [antal]	Varmgarage [antal]
Gamla stadsbussdepån	130	29	21
Nya stadsbussdepån	180	0	0

Uppvärmningen av bussarna vid den nya depån kommer att styras med ett system där utetemperaturen styr tiden för uppvärmning enligt Tabell 2.2. När en buss är kopplad till elvärme drar den 10,5 kW från elnätet.

Tabell 2.2. Uppskattad tid för att värma upp en buss innan den tas i drift [3].

Utetemperatur	+5 °C	0 °C	-5 °C	≤ -10 °C
Uppskattad tid för uppvärmning	30 min	60 min	120 min	180 min

2.5.1 Elanslutning

Vattenfall Eldistribution är ägare till både region- och lokalnätet i området där den nya stadsbussdepån byggs. När en ny elnätsanslutning önskas görs en ansökan till lokalnätsägaren. Enligt 3 kap. § 7 i ellagen (1997:857) har nätägaren anslutningsplikt, vilket innebär att de är skyldiga att ansluta nya anläggningar till den effekt som önskas inom två år från det att nätkoncessionshavaren har tagit emot en begäran om anslutning. Tidsgränsen på två år gäller dock inte om anslutningens omfattning eller tekniska utformning gör att nätägaren behöver längre tid på sig, exempelvis för att förstärka ledningar [30].

Med anledning av att det råder kapacitetsbrist i stamnätet till Uppsala har Vattenfall Eldistribution beslutat att begränsa anslutningseffekten till 1 MW för alla nya anläggningar i området [31]. För anslutningar över 1 MW måste en utredning genomföras. Syftet med utredningen är att svara på om en anslutning är möjlig i dagsläget eller om kunden måste vänta.

När Region Uppsala ansökte om att öppna ett nytt elabonnemang för den nya stadsbussdepån efterfrågade de en anslutningseffekt på 6 MW, baserat på vad de uppskattade skulle krävas för att drifva depån inklusive framtida elbussar. Ansökan nekades men nätägaren godkände ett villkorat avtal och beviljade en anslutningseffekt på 1,5 MW under dagtid (kl. 06:00–22:00) och 4 MW övrig tid. Skulle det begränsade effektuttaget överskridas en gång kommer en straffavgift att behöva betalas. Överskrider effektuttaget ett flertal gånger kommer avtalet upphävas [31, 6]. Elnätsbolagen definierar effektuttag som medeleffekten under en timme. En överträdelse sker då medeleffekten under en timme är högre än den beviljade anslutningseffekten [32].

2.6 Elbussar

Elbussar utgör idag en liten del av det totala antalet bussar i Sverige. Satsningar på elbussar blir dock allt vanligare, både i Sverige och globalt. Rubriker som ”Snart tas Malmös första elbussar i trafik” [33] och ”SL satsar på elbussar – Nya kravet: Eldrivna fordon i flottan för kontrakt” [34] är något som syns frekvent i media. I avsnitt 2.6.1–2.6.4 beskrivs olika för- och nackdelar med elbussar, samt hur elbussutvecklingen i Sverige respektive Uppsala ser ut.

2.6.1 För- och nackdelar med elbussar

Elbussar lämpar sig väl för stadstrafik; jämfört med konventionella bussar som går på diesel eller fordonsgas är både bullernivåerna och de lokala utsläppen av växthusgaser och partiklar lägre [11]. Passagerarna upplever dessutom elbussarna som bekväma och tysta [35]. Genom att elektrifiera delar av stadsbusstrafiken frigörs biodrivmedel som kan användas till transporter där elektrifiering inte passar lika bra, exempelvis till regionbussarna, vilka generellt sett kör längre sträckor [11]. En annan fördel är att elmotorer har en högre verkningsgrad än diesel- och gasmotorer. Verkningsgraden för en elmotor är cirka 90 %, jämfört med cirka 35 % för konventionella motorer som går på diesel [7]. En elmotor har dessutom färre rörliga delar än en konventionell motor, vilket skulle kunna innebära att de är lättare att underhålla och reparera [3].

Bränslekostnaderna för en elbuss är lägre än för en konventionell buss, däremot är investeringskostnaden högre [7]. För en 18-meters ledbuss är investeringskostnaden cirka 3,4 miljoner för en dieselbuss och 7 miljoner för en depåladdad elbuss [8]. Det som är kostnadsdrivande hos en elbuss jämfört med en buss med förbränningsmotor är framförallt batteriet [8]. Utöver att batteriet är dyrt kan det också ha stor miljöpåverkan. Faktorer som är avgörande för miljöpåverkan är dels hur tillverkningen av batteriet går till samt vilka råmaterial som används, dels hur batteriet hanteras efter att det har använts färdigt i bussen. Vid upphandling av elbussar bör dessa faktorer beaktas [8].

2.6.2 Elbussteknik

Elbussar kan delas in i flera kategorier. För det första går det att skilja mellan hybrider och rena elbussar, där hybrider har två system; en förbränningsmotor och en elmotor. Om man bortser från ladd- och elhybrider går det att dela in elbussar i två kategorier:

- 1) Elbussar som långsamladdas över natten i bussdepån, härnå kallade depåladdade elbussar. Depåladdade bussar har ett större batteri (omkring 600 kWh för en 18-meters led buss) men laddas vid en lägre effekt (80 till 150 kW för en 18-meters led buss) [7, 8]. Depåladdade bussar kan behöva återvända till depån vid något tillfälle under dagen för att stödladdas.
- 2) Elbussar som tilläggsaddas vid laddstationer ute på busslinjerna. Inom denna kategori finns ett flertal underkategorier, vilka inte redogörs för i denna rapport. Generellt har snabbaddade elbussar ett mindre batteri (mellan 50 och 150 kWh) men laddas vid en högre effekt (300–500 kW) [7, 8].

Elbussarna i de två kategorierna har olika batterikemi, vilket innebär att varje elbusskategori har ett eget system för laddning. En depåladdad elbuss kan således inte laddas med den infrastruktur som finns för att tilläggsadda bussar, eftersom laddeffekten är för hög. Generellt sett är depåladdade bussar mer flexibla, eftersom de har ett större batteri och kan köras på flera olika busslinjer. En tilläggsaddad elbuss blir däremot bunden till den specifika linje där laddinfrastrukturen finns och eftersom batterierna är mindre krävs mer regelbunden laddning [3].

För att minimera slitaget och maximera användningen av batteriet bör det arbeta i området 20–80 % av dess totala storlek [36]. Det innebär att ett elbussbatteri på 600 kWh har en användbar kapacitet på cirka 360 kWh. Intervallet skiljer sig dock åt mellan olika batterityper och producenter. När ett batteri används och laddas upp eller ur minskar batteriets användbara kapacitet, vilket påverkar bussens räckvidd. Den ungefärliga livslängden för ett bussbatteri är tio år om det används i intervallet 20–80 % [36].

2.6.3 Elbussar i Sverige

Antalet elbussar i stadstrafik växer stadigt i Sverige. Flera städer har redan elektrifierat delar av sin stadsbusstrafik, däribland Eskilstuna, Göteborg, Malmö och Umeå. Eskilstuna genomförde under 2015 ett pilotprojekt där två elbussar introducerades i stadstrafiken [35]. Projektet ansågs lyckat och under 2017 togs ytterligare 10 elbussar i bruk. För tillfället har Eskilstuna 12 depåladdade elbussar av märket BYD. Bussarna laddas i depån under natten och cirkulerar på alla stadslinjer [35].

I Göteborg trafikeras linje 55 av tio elbussar från Volvo, varav sju bussar är laddhybrider och tre är helt eldrivna. Elbussarna snabbaddas på ändhållplatserna med en pantografladdare [37]. Göteborg har även infört två eldrivna led bussar på linje 16 och under hösten 2019 kommer hela linje 60 att elektrifieras [38].

I ett flertal andra städer, däribland Uppsala, finns det planer på att introducera elbussar de kommande åren [26].

2.6.4 Elbussar i Uppsala

Stadsbussflottan i Uppsala innehåller i dagsläget 20 elhybridbussar, däremot finns det inga bussar som går på enbart el. Det finns dock en politisk vilja att introducera elbussar i stadsbusstrafiken och det finns ett mål om att uppnå 60 elbussar år 2030. Planen är att införskaffa de första 12 elbussarna under åren 2020–2021 [2]. Varje år byts i snitt 10 bussar ur stadsbussflottan ut på grund av att de är uttjänta. Tanken är att elbussar ska introduceras i samband med planerat fordonsutbyte [3]. De elbussar som ska introduceras kommer att långsamladdas vid den nya stadsbussdepån i Fyrislund [26]. För att garantera att driften av elbussarna är fossilfri kommer bussarna att laddas med miljömärkt el från vattenkraft [5].

UL och GUB har valt att satsa på depåladdade elbussar för att behålla flexibiliteten i bussflottan och undvika att låsa in en buss på en viss linje, vilket de anser att ändhållplatsladdning gör [2, 3]. I dagsläget är alla stadsbussar av märket MAN men inför inköpet av elbussar kommer det att ske en separat upphandling, vilket innebär att andra busstillverkare kan komma att bli aktuella [2].

2.7 Spetskraft 2020

Beslutet att bygga en ny stadsbussdepå i Fyrislund, där de framtida elbussarna kommer att laddas, fattades under 2016 [23]. Problemet med kapacitetsbrist i elnätet blev däremot inte känt förrän Region Uppsala fick avslag på sitt önskade effektuttag, vilket var under våren 2018 [5]. För att hitta lösningar på problemet ansökte Region Uppsala om medel från Vinnova för att bedriva förstudier i Vinnovas program för Utmaningsdriven innovation. Ansökan beviljades och projektet fick namnet Spetskraft 2020. I projektet ingår, förutom Region Uppsala, aktörerna BioDriv Öst, RISE, Region Örebro, Svealandstrafiken och Keolis.

Det första steget i projektet är att kartlägga effektbehovet vid den nya depån, för att sedan identifiera vilka lösningar som kan möjliggöra en elektrifiering av stadsbusstrafiken. Detta examensarbete har, tillsammans med Joacim Törnqvists examensarbete ”Ändhållplatsladdning av elbussar: En fallstudie av två stadsbusslinjer i Uppsala” [39], varit en central del av arbetet i det här steget och ligger till grund för de lösningsförslag som presenteras. Under sommaren 2019 kommer Region Uppsala att söka ytterligare medel från Vinnova för att skapa en testbädd med lösningar för att hantera kapacitetsbristen [5].

3. Material och metod

I det här kapitlet presenteras det material som användes och den metod som tillämpades för att utföra studien. I avsnitt 3.1 beskrivs och motiveras studiens tillvägagångssätt. Avsnitt 3.2 beskriver den litteraturstudie som genomfördes. Avsnitt 3.3 och 3.4 innehåller en redogörelse över de intervjuer respektive studiebesök som genomfördes. Avsnitt 3.5 beskriver hur lastkurvorna beräknades och avsnitt 3.6 och 3.7 beskriver hur de tekniska lösningarna utvärderades. I avsnitt 3.8 beskrivs hur känslighetsanalysen genomfördes.

3.1 Tillvägagångssätt

Arbetet inleddes med att samla in bakgrundsinformation om den nya stadsbussdepån. Detta gjordes via intervjuer och genomgång av förstudiematerialet för den nya depån. Syftet med det inledande arbetet var att ge en bild av hur problemet med bussdepåns effektförsörjning ser ut och hur det har uppstått, samt vilka aktörer som är inblandade i projektet. Parallellt med detta arbete genomfördes litteraturstudier inom ämnet elbussteknik, med fördjupning inom områdena batterier och laddinfrastruktur.

Därefter beräknades effekt- och energibehovet vid den nya depån, vilket presenteras i form av lastkurvor för olika lastscenarion och varierande antal elbussar. Utifrån lastkurvorna indikeras hur ofta och när begränsningarna i effektuttag riskerar att överstigas, samt vilken mängd energi övertrasseringarna motsvarar. Resultatet från lastkurvorna motiverade vilka tekniska lösningar för att tillföra effekt och energi som ansågs rimliga att utreda. De utvalda tekniska lösningarna utvärderades utifrån en livscykelkostnadsanalys.

3.2 Litteraturstudie

Tabell 3.1 innehåller en sammanställning över vilka rapporter som ingick i litteraturstudien. Rapporterna studerades för att få en övergripande bild av tekniken bakom elbussar, hur långt elektrifieringen av stadsbusstrafik har kommit i Sverige, samt vilka problem som finns. Några av rapporterna behandlar problemet med kapacitetsbrist i elnätet.

Tabell 3.1. Sammanställning över vilka rapporter som ingick i litteraturstudien.

Titel	Utgiven av (år)
Informationsstöd om elbussupplägg till kollektivtrafikhuvudmän	Energimyndigheten (2019)
Utredningsstudie: Övergång till eldriven busstrafik i Stockholms län	Trafikförvaltningen Stockholms läns landsting (2019)

Towards electrified public bus transport: The case of Stockholm	Maria Xylia (2018)
Vad behövs för att elektrifiera transportsystemet i Göteborg?	Göteborgs Energi, Sweco, Volvo m.fl. (2018)
Elektrifiering av bussar i Västmanland – Potential och effekter	Landstinget Västmanland Kollektivtrafikförvaltningen (2016)
Investeringspaket NordSyd	Svenska kraftnät (2019)
Effektutredning Uppsala kommun	Uppsala kommun (2018)

3.3 Intervjuer

Tabell 3.2 ger en överblick över de intervjuer som genomfördes. Syftet med de tidiga intervjuerna var framförallt att få en bred förståelse för arbetet med den nya stadsbussdepån och problemen kopplade till kapacitetsbristen i Uppsala. Vid de senare intervjuerna var syftet att inhämta information inför arbetet med lastkurvorna och de tekniska lösningarna. Samtliga intervjuer var personliga och inför alla möten förbereddes frågor. Frågorna varierade beroende på respondentens bakgrund.

Tabell 3.2. Sammanfattning av de intervjuer som genomfördes under projektet.

Organisation	Intervjuperson	Datum	Syfte
Region Uppsala	Marcus Nystrand, Energiingenjör	21/1–2019, 8/5–2019	Bakgrund till nya stadsbussdepån
Region Uppsala	Håkan Moberg, Teknikförvaltare elkraft	22/1–2019	Bakgrund (el) till nya stadsbussdepån
Region Uppsala	Jonas Eriksson, Teknikchef	22/1–2019	Bakgrund (el) till nya stadsbussdepån
WSP	Elias de Faire, Elkraftskonstruktör	30/1–2019, 26/2–2019	Elinstallationer vid nya stadsbussdepån
Nobina	Lennart Johansson, Driftansvarig	31/1–2019	Genomgång av regionbussdepån
STUNS	Fredrik Björklund, Projektledare	4/2–2019	Solceller på nya bussdepån

Vattenfall	Anna Nilsson, Affärsanalytiker	7/2–2019	Vattenfalls syn på kapacitetsbrist
UL	Dennis Solid, Avdelningschef, avdelningen för infrastruktur	12/2–2019	UL:s strategi för elektrifiering av bussar
GUB	Tommy Rydbeck, Teknisk chef	15/2–2019	Hur driften av depån kommer att förändras
Sweco	Anton Sjögren & Maria Xylia, Energisystemkonsulter	22/2–2019	Elbussar i andra städer
Uppsala Vatten	Magnus Källman, Affärsstrateg	27/2–2019	Fordonsgas till nya stadsbussdepån
SLU	Magnus Källmark, Enhetschef, avdelningen för fastighetsförvaltning	21/3–2019	Biogasmotorn i Lövsta
Sörmlandstra fiken	Mathias Hjelte, Affärsutvecklare	22/3–2019	Elbussar i Eskilstuna
Ferroamp	Mats Karlström, VP Sales and Marketing	1/4–2019	Batterilösning
RISE	Joakim Nyman, Senior Researcher	26/4–2019	Elbussar i Göteborg
Lindholmen Science Park	Gunnar Ohlin, Projektledare	26/4–2019	Elbussar i Göteborg

3.4 Studiebesök

Under projektets gång genomfördes fyra studiebesök, ett på den nuvarande stadsbussdepån i Uppsala, ett på SLU:s forskningsanläggning i Lövsta, ett på bussdepån i Eskilstuna och ett på Lindholmen Science Park i Göteborg.

Under studiebesöket på den nuvarande stadsbussdepån gavs möjlighet att ställa frågor om hur stadsbussdepån driftas, samt vilka förändringar som kommer att ske i och med flytten till den nya depån.

Syftet med studiebesöket i Lövsta var att få kunskap om hur en biogasmotor fungerar i praktiken, samt hur den driftas. Forskningsanläggningen i Lövsta har sedan 2010 en biogasanläggning och en biogasmotor som försörjer anläggningen med el [40].

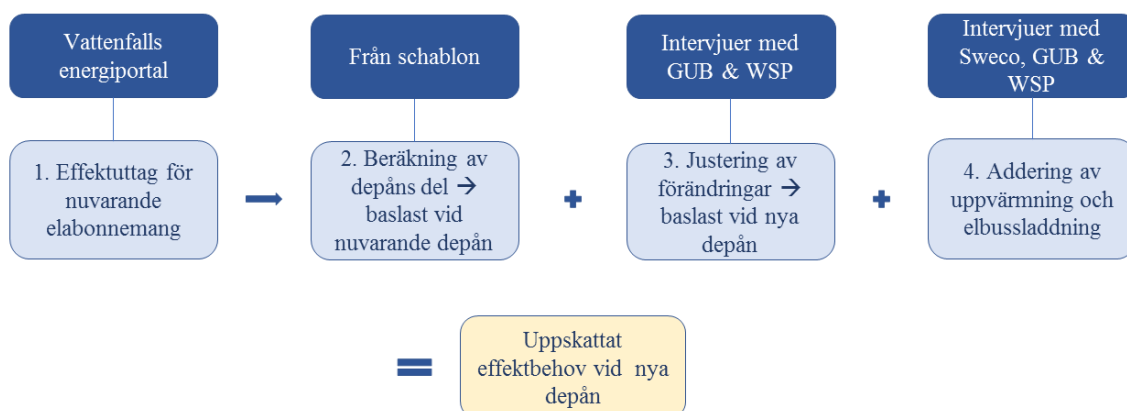
Syftet med studiebesöket i Eskilstuna var att ta del av stadens erfarenheter av elbussar i stadstrafik. Eskilstuna har för tillfället 12 depåladdade elbussar. Under studiebesöket gavs möjlighet att ställa frågor till Mattias Hjelte, som var delaktig i projektet. Exempel på frågor som ställdes var hur elbussarna laddas, vilka problem som har uppstått samt hur långt elbussarna kan köra på en laddning.

Studiebesöket i Göteborg genomfördes för att ta del av deras erfarenheter när det kommer till elbussar. Göteborg har haft elbussar som laddas via ändhållplatsladdning sedan 2015 och de har dessutom kommit långt i arbetet med att använda gamla elbussbatterier som energilager. I Göteborg genomfördes intervjuer med Gunnar Ohlin och Joakim Nyman. Gunnar Ohlin är den centrala koordinatoren för EletriCity, ett samarbetsprojekt som ska utgöra en plattform för att testa lösningar inom området elektrifierade transporter. Under intervjun med Gunnar diskuterades olika sätt att resonera kring teknikval, samt hur en elektrifiering av stadsbussar kan gå till. Joakim Nyman arbetar på RISE Viktoria och har varit delaktig i att ta fram ett verktyg som kan användas för att avgöra vilken elbussteknik som lämpar sig bäst för olika busslinjer.

3.5 Beräkning av lastkurvor

Det uppskattade effektuttaget vid den nya stadsbussdepån presenteras i form av lastkurvor, vilka visar det timvisa medeleffektbehovet under ett dygn. Anledningen till att effektuttaget presenteras i form av det timvisa medeleffektbehovet är att elnätsbolagen mäter effektuttag så. Det timvisa effektbehovet antogs vara samma som medeleffekten under timmen, vilket medför att det timvisa energi- och effektbehovet har samma värde men olika enheter.

Avsnitt 3.5.1–3.5.6 beskriver de olika delmomenten i arbetet med att ta fram lastkurvorna. Figur 3.1 visar en sammanfattning av metoden. Först bestämdes effektuttaget och en baslast för den nuvarande depån. Därefter gjordes justeringar baserat på vad som kommer att ändras till den nya depån, vilket resulterade i en baslast för den nya depån. Till denna baslast adderades uppvärmning av bussar samt elbussladdning.



Figur 3.1. En översikt av den metod som användes för att beräkna effektbehovet vid den nya stadsbussdepån.

För att beräkna effekt- och energibehovet vid den nya depån undersöktes sex olika lastscenarion; ett höglastscenario, ett låglastscenario, ett snittscenario för perioden utan uppvärmning (vardag/helg), samt ett snittscenario för perioden med uppvärmning (vardag/helg). Perioden med uppvärmning antogs sträcka sig från 25 september till 11 maj, baserat på tidigare års uppvärmningsperioder. En sammanfattning av scenariona återfinns i Tabell 3.3.

Tabell 3.3. Sammanfattning över de sex scenarion som användes vid beräkning av effekt- och energibehovet vid den nya depån.

Scenario	Tidpunkt
Höglastscenario	Kall vintervardag
Låglastscenario	Solig sommardag, helg
Snitt för perioden med uppvärmning, vardag	25 sep–11 maj
Snitt för perioden med uppvärmning, helg	25 sep–11 maj
Snitt för perioden utan uppvärmning, vardag	12 maj–24 sep
Snitt för perioden utan uppvärmning, helg	12 maj–24 sep

Höglastscenariot är det scenario då risken för att överträda det tillåtna effektuttaget är som störst, vilket inträffar kalla vintervardagar. För att avgöra det maximala effekt- och energitillskottet som en teknisk lösning måste kunna leverera under ett dygn utvärderades höglastscenariot.

Låglastscenariot inträffar en helgdag under sommaren, då verksamheten vid bussdepån går ned samtidigt som solelproduktionen är som störst. Låglastscenariot användes för att ta reda på hur låg den lägsta lasten vid bussdepån förväntas vara.

Snittscenariona användes för att beräkna energibehovet vid depån för perioderna med respektive utan uppvärmning.

3.5.1 Effektuttag för det nuvarande elabonnemanget

Elabonnemanget för den nuvarande stadsbussdepån är kopplat till Vattenfall. Data över den timvis uttagna medeleffekten vid den nuvarande stadsbussdepån hämtades från Vattenfalls portal för elanvändning. Där finns timupplöst data för stadsbussdepån från år 2009. Den data som användes är hämtad från perioden januari 2018 till december 2018. Anledningen till att just denna tidsperiod användes är dels för att det är troligt att den nya bussdepån kommer att driftas på liknande sätt som skett under denna period, dels för att

2018 var ett år med en lång och kall vinter samt en varm och solig sommar. Eftersom den nya depån måste kunna driftas även i extremväder är det rimligt att utgå från 2018.

För att ta fram baslasten vid den nuvarande depån beräknades först baslasten för det nuvarande elabonnemanget. Eftersom baslasten inte inkluderar uppvärmning av bussar beräknades den för en period då bussarna inte värms, se baslastscenariona i Tabell 3.4. Depån driftas olika beroende på om det är vardag eller helg, därför beräknades flera baslaster. För att beräkna *Baslast vardag* och *Baslast helg* beräknades snittlasten för perioden 12 maj – 24 september för vardagar respektive helgdagar. Perioden 18 juni – 6 augusti exkluderades dock, med anledning av att aktiviteten vid den nuvarande bussdepån går ned under denna period, vilken sammanfaller med semesterperioden.

Baslast sommarhelg beräknades för den tidpunkt då medellasten för ett dygn var som lägst, det vill säga för en helg under semesterperioden. Denna baslast användes i låglastscenariot.

Tabell 3.4. De baslastscenarion som beräknades för det nuvarande elabonnemanget, samt vilka dagar scenariona är baserade på. I baslast helg och baslast sommarhelg ingår även röda dagar.

Baslastscenarion	Dagar som använts
Baslast vardag	Vardagar under perioden: 12 maj–17 juni & 6 aug–24 sep
Baslast helg	Helgdagar under perioden: 12 maj–17 juni & 6 aug–24 sep
Baslast sommarhelg	Söndag 15 juli

Baslast vardag användes i höglastscenariot samt i snittscenariona för vardagar. *Baslast helg* användes i snittscenariona för helger. *Baslast sommarhelg* användes i låglastscenariot. En sammanfattning över hur baslastscenariona användes i relation till lastscenariona återfinns i Tabell 3.9.

3.5.2 Baslast vid den nuvarande depån

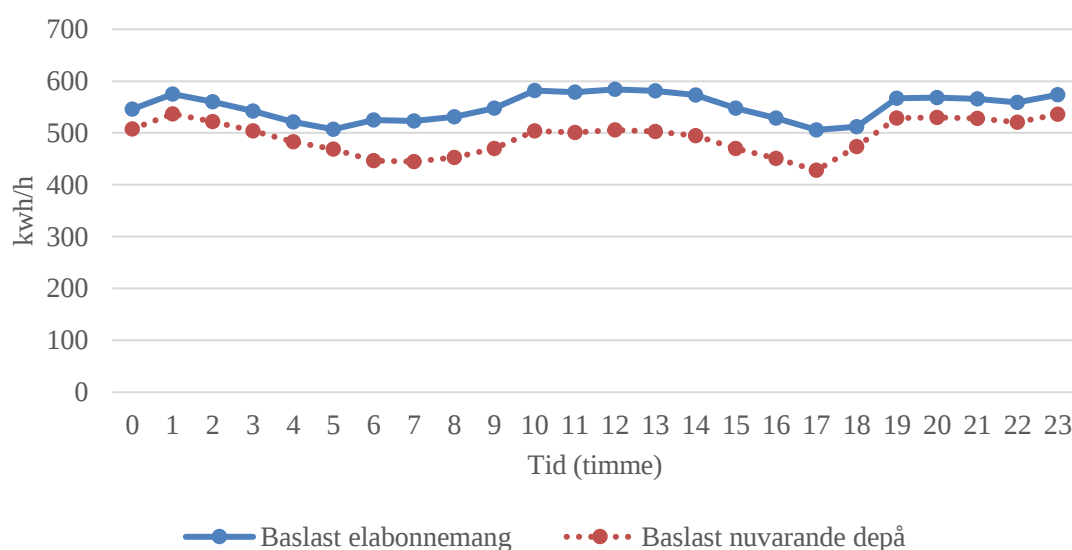
Det elabonnemang som är kopplat till den nuvarande depån täcker in fler verksamheter än bara depån. På samma elabonnemang finns även kontor och en restaurang, vilka inte ingår i bussdepån utan drivs av andra aktörer än GUB. För att ta reda på enbart depåns effektuttag krävs det alltså att de andra verksamheterna subtraheras från baslasten för det nuvarande elabonnemanget. Den verksamhet som inte ingår i depåns verksamhet subtraherades utifrån en schablon som specificerar hur mycket de olika aktörerna ska betala för sin el.

Med hjälp av schablonen, vilken har tagits fram av GUB, beräknades hur stor andel av effektuttaget de olika aktörerna står för. Enligt schablonen ska stadsbussdepån stå för 93 % av elkostnaderna. De resterande sju procenten betalas av andra aktörer. Effektuttaget antogs ha samma fördelning som elkostnaderna. Snittlasten för hela elabonnemanget under 2018 var 832 kWh/h, vilket innebär att den övriga verksamheten i snitt förbrukade 58 kWh/h. För de verksamheter som inte ingår i bussdepån (kontor och restaurang) antogs effektuttaget vara högre under dagtid (06:00–18:00) jämfört med övrig tid (18:00–06:00). Effektuttaget antogs även vara lägre under helgtid. De medeleffektuttag som antogs för den övriga verksamheten återfinns i Tabell 3.5.

Tabell 3.5. Det medeleffektuttag som antogs för den verksamhet (restaurang och kontor) som inte ingår i bussdepån.

Tid	Medeleffektuttag
Dagtid, vardag	78 kWh/h
Dagtid, helg	38 kWh/h
Nattetid	38 kWh/h

Effektuttaget för de verksamheter som inte ingår i depån subtraherades från den baslast som beräknades för hela elabonnemanget, vilket resulterade i en baslast för den nuvarande depån. I baslasten för bussdepån ingår drift av verkstäder, kontor, tvättanläggning och kompressorer. Uppvärmning av bussar är exkluderat. Figur 3.2 visar hur baslasten för det nuvarande elabonnemanget förhåller sig till baslasten för den nuvarande stadsbussdepån en vardag.



Figur 3.2. Baslasten en vardag för det elabonnemang som den nuvarande stadsbussdepån ingår i, samt baslasten för enbart den nuvarande stadsbussdepån.

Figur 3.2 visar att skillnaden mellan de två baslasterna är större under dagtid än nattetid, vilket beror på de antaganden som återfinns i Tabell 3.5. Motsvarande figurer för en helg och en sommarhelg återfinns i Appendix 7.6 (se Figur 7.3 och Figur 7.4).

3.5.3 Solelproduktion vid den nya depån

För att beräkna baslasten vid den nya depån gjordes justeringar av baslasten vid den nuvarande depån. En justering som inkluderades i baslasten för den nya depån var solelproduktion.

I samband med byggnationen av den nya stadsbussdepån kommer det att installeras solceller på taket på bussramperna. Den installerade effekten kommer att vara 508 kW_P, med en lutning nära noll grader. För att beräkna den mängd solel som den planerade anläggningen förväntas producera användes nedanstående formler. Tabell 3.6 visar en sammanställning över de antaganden som gjordes. Beräkningarna baserades på timvis data över temperatur och solinstrålning.

P_{DC} är den effekt som genereras av solcellsanläggningen om inga omvandlingsförluster inkluderas. Den förenklade formeln för att beräkna P_{DC} kan skrivas som:

$$P_{DC,STC} = A_{PV}G_t\eta_{STC}, \quad (3.1)$$

där A_{PV} är arean [m²] på solcellsanläggningen, G_t är solinstrålning [W/m²] och η_{STC} är verkningsgraden under Standard Test Conditions (STC). η_{STC} antogs vara 16 % [41]. Under STC antas temperaturen vara 25°C. För att stämma bättre överens med verkligheten beräknades en verkningsgrad som beror av utomhustemperaturen enligt följande formel:

$$\eta_{sc} = \eta_{STC} \left[1 - \mu \left(T_a - T_{sc,STC} + G_t \frac{T_{sc,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{NOCT}} (1 - \eta_{STC}) \right) \right], \quad (3.2)$$

där μ = 0,0047 °C⁻¹ är solcellens temperaturkoefficient, T_a är omgivningens temperatur (hämtad från SMHI [42]), T_{sc,STC} = 25 °C är solcellens temperatur under STC, G_t är global solinstrålning i modulplanet, T_{sc,NOCT} är solcellens temperatur under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), T_{a,NOCT} är omgivningens temperatur under NOCT och G_{NOCT} är solinstrålning under NOCT.

Nedanstående formel för att beräkna P_{DC} inkluderar den verkningsgrad som beror av utomhustemperaturen och beräknades i ekvation 3.2.

$$P_{DC} = A_{PV}G_t\eta_{sc}(1 - f), \quad (3.3)$$

där f = 5 % innefattar förluster i kablage och kopplingar.

För att beräkna P_{AC} bör förlusterna i växelriktaren inkluderas. Detta gjordes med hjälp av Sandia-modellen [43] enligt följande ekvation:

$$P_{AC} = P_{AC0} \frac{P_{DC} - P_{S0}}{P_{DC0} - P_{S0}}, \quad (3.4)$$

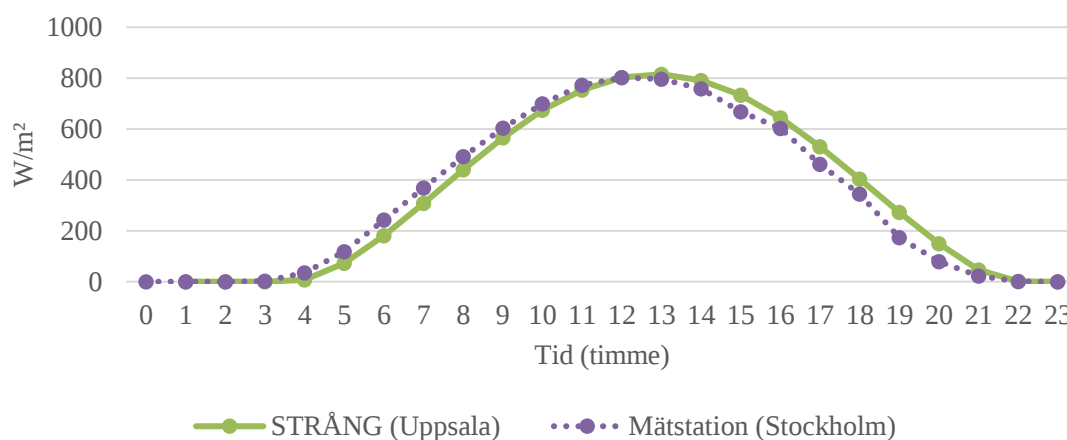
där P_{AC0} är växelriktarens märkeffekt (AC), i detta fall lika stor som den installerade solcellseffekten. P_{DC0} är den ingående effekten in i växelriktaren, vilken antogs vara 3,3 % högre än solcellernas märkeffekt. P_{S0} är det tröskelvärde som växelriktaren kräver för att kunna producera någon växelström. Sandia-modellen användes när P_{DC} var mellan P_{S0} och P_{DC0} .

Tabell 3.6. Antaganden vid beräkning av solelproduktion.

Typ av antagande	Värde
Modulernas verkningsgrad, η_{STC}	16 %
Installerad effekt, $P_{DC,STC}$	508 kW _p
Normal arbetstemperatur, $T_{sc,NOCT}$	47 °C
Area solcellsanläggning, A_{PV}	3175 m ²
Temperaturkoefficient, μ	0,0047 °C ⁻¹
Övriga förluster, f	5 %

Data över global solinstrålning baserades på observerad solinstrålning vid SMHI:s mätstation Stockholm Sol, vilken är den mätstation som ligger närmast Uppsala [44]. Det uppmätta värdet i Stockholm jämfördes med ett modellbaserat värde för global solinstrålning i Uppsala. Det modellbaserade värdet är hämtat från SMHI:s databas STRÅNG [45].

En jämförelse av de olika värdena en solig dag, se Figur 3.3, visar att skillnaderna är relativt små, varför det uppmätta värdet i Stockholm användes i beräkningarna.



Figur 3.3. Jämförelse av det modellbaserade och det observerade värdet för global solinstrålning den 8 juli 2018. Det modellbaserade värdet är hämtat från STRÅNG och det observerade värdet är uppmätt vid SMHI:s mätstation i Stockholm.

Anledningen till att värdena i Figur 3.3 är förskjutna i tid är att det uppmätta värdet från Stockholm är ett timmedelvärde, medan det modellbaserade värdet är beräknat momentant. Det uppmätta värdet från Stockholm valdes framför det modellbaserade värdet på grund av att det modellbaserade värdet har ett uppskattningsfel på cirka 30 % i medeltal (root mean square error) [45].

Solelproduktionen beräknades för fyra scenarion, se Tabell 3.7. För höglastscenariot, då effektbehovet vid bussdepån är som högst, antogs det att solcellerna är täckta av snö och alltså inte producerar någon el. För låglastscenariot, då effektbehovet vid bussdepån är som lägst, studerades ett scenario då soleanläggningen producerar nära sitt max, alltså en solig sommardag. Utöver detta beräknades snittproduktionen för en dag under perioden med uppvärmning och snittproduktionen för en dag under perioden utan uppvärmning. Solelproduktionen inkluderades i baslasten för den nya depån.

Tabell 3.7. Sammanställning av de solelscenarion som användes för att beräkna solelproduktionen vid olika tillfällen.

Solelscenarion	Period
Snötäckta paneler	Kall vinterdag
Solig sommardag	8 juli 2018
Snitt för perioden med uppvärmning	25:e sep–11:e maj
Snitt för perioden utan uppvärmning	12:e maj–24:e sep

Snötäckta paneler användes i höglastscenariot och *Solig sommardag* användes i låglastscenariot. Snittscenariona användes för respektive period. En sammanfattning över hur solelscenariona förhåller sig till övriga scenarion återfinns i Tabell 3.9.

3.5.4 Baslast vid den nya depån

För att ta fram en baslast vid den nya depån gjordes justeringar av baslasten vid den nuvarande depån. Den nya depån kommer i stora drag att driftas på ett liknande sätt som den nuvarande depån, med ett fåtal undantag. För att förstå hur driften av bussdepån kommer att förändras intervjuades Tommy Rydbeck, teknisk chef på GUB, samt Elias de Faire, elkraftskonstruktör på WSP. de Faire har varit med och tagit fram specifikationer över hur mycket effekt och energi elinstallationerna vid den nya depån kommer att konsumera en kall vinterdag. Baserat på vad som framkom i intervjuerna gjordes justeringar av den baslast som beräknades för den nuvarande depån.

Inga justeringar gjordes för lackbox, tvättanläggning och detaljlack, eftersom de kommer att driftas på liknande sätt som idag [3]. Förlusterna från de UPS:er (Uninterruptible Power Supply) som kommer att installeras vid den nya depån ansågs försumbara. Större

kompressorer kommer att medföra ett ökat effektuttag på cirka 50 kWh/h under uppvärmningsperioden och 40 kWh/h övrig tid [46].

Justeringarna av kompressorerna, tillsammans med solelproduktionen, resulterade i en uppskattad baslast för den nya depån.

3.5.5 Addering av uppvärmning av bussar

Till baslasten för den nya depån adderades effektbehovet för uppvärmning för de scenarion då uppvärmning av bussar sker. Under 2018 sträckte sig uppvärmningsperioden från 1 januari till 11 maj, samt från 25 september till 31 december. Exakta datum för när uppvärmningen av bussar påbörjas och slutar varierar från år till år men generellt sett sträcker sig uppvärmningsperioden från slutet av september till början av maj. I beräkningarna antogs uppvärmningsperioden följa 2018 års mönster, det vill säga sträcka sig från 25 september till 11 maj. Tabell 3.8 visar hur lång uppvärmning som antogs för de olika lastscenariona.

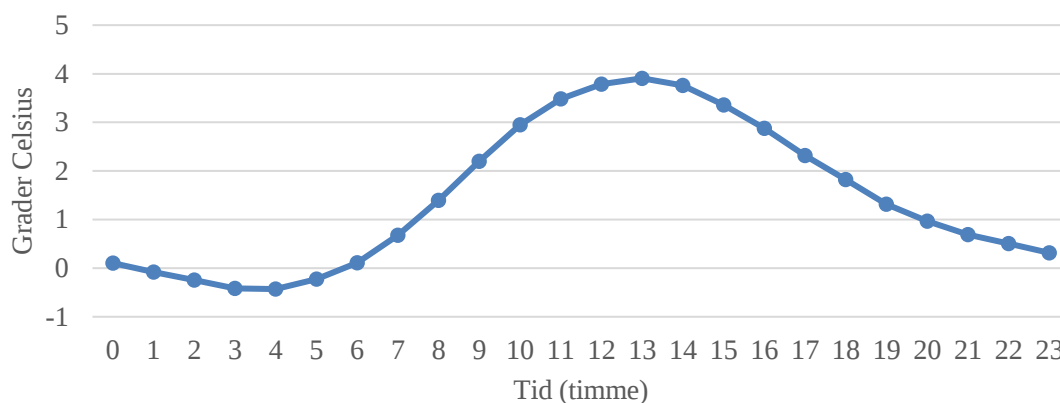
Tabell 3.8. Hur lång tid bussarna antogs vara kopplade till uppvärmning för de olika lastscenariona.

Lastscenario	Tidpunkt	Antal minuter med uppvärmning innan avfärd (morgon/dag)
Höglastscenario	Kall vintervardag	180/180
Låglastscenario	Solig sommardag, helg	-
Snitt för perioden med uppvärmning, vardag	1 jan–11 maj & 25 sep–31 dec	60/45
Snitt för perioden med uppvärmning, helg	1 jan–11 maj & 25 sep–31 dec	60/ 45
Snitt för perioden utan uppvärmning, vardag	12 maj–24 sep	-
Snitt för perioden utan uppvärmning, helg	12 maj–24 sep	-

För höglastscenariot antogs det att bussarna börjar värmas upp tre timmar innan de lämnar depån på morgonen. Tre timmars uppvärmning gäller även för bussarna som kommer tillbaka över dagen. Uppvärmningstiderna är baserade på Tabell 2.2.

För perioden med uppvärmning beräknades en dygnsmedeltemperatur, se Figur 3.4. Med stöd av Figur 3.4 antogs medeltemperaturen vara noll grader under morgontimmarna

(01:00–08:00), det vill säga under den period då bussarna värms upp innan de lämnar depån första gången. Enligt Tabell 2.2 innebär det att bussarna måste värmas upp 60 minuter innan avfärd, vilket antogs gälla för snittscenariot för perioden med uppvärmning. De bussar som återvänder till depån under dagtid på vardagar antogs värmas upp 45 minuter innan avfärd, baserat på Tabell 2.2.

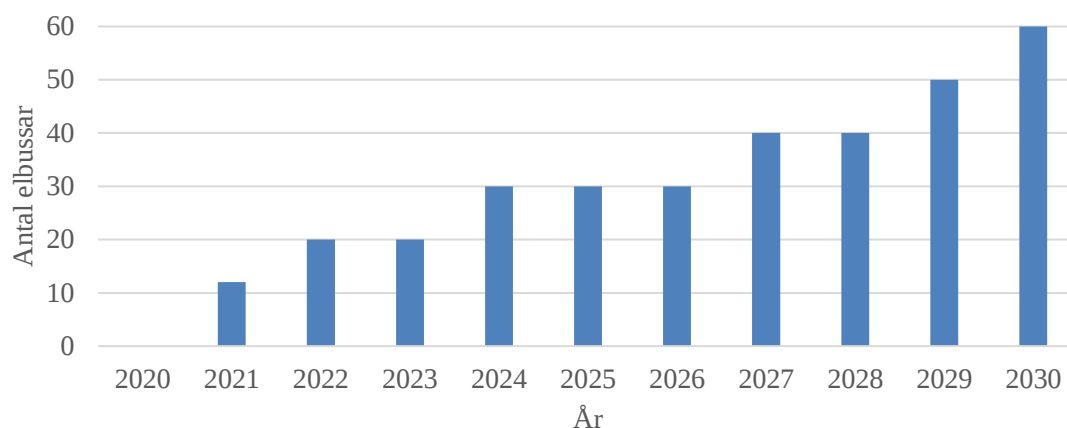


Figur 3.4. Dygnsmedeltemperaturen i Uppsala för den period då bussarna värmdes upp innan avfärd under 2018.

När och hur många bussar som värms upp baserades på dagens körschema (ett schema över när bussar lämnar samt återvänder till depån) [3]. I dagsläget återvänder cirka 40 bussar till depån under vardagar på grund av att det är färre bussturer mitt på dagen. Under helgerna återvänder inga bussar till depån under dagtid. Vid introduktion av elbussar antogs det att bussarna kräver laddning mitt på dagen för att kunna köra önskad sträcka. Bussarna kommer kräva uppvärmning under tiden de laddar mitt på dagen, vilket inkluderades i beräkningarna för de fall då antalet elbussar som laddas överstiger antalet bussar som återkommer till depån enligt dagens körschema. Schema över hur bussarna värms upp för höglastscenariot, samt hur de i snitt värms upp under uppvärmningsperioden, återfinns i Appendix 7.3.

3.5.6 Addering av elbussladdning

Ett möjligt scenario över hur antalet elbussar i stadstrafik kommer förändras fram till år 2030 togs fram med utgångspunkt i UL:s elbusstrategi, se avsnitt 2.6.4. Enligt scenariot kommer 12 elbussar att introduceras under 2021, för att därefter öka kontinuerligt och uppnå 60 elbussar år 2030. Hur det totala antalet elbussar antas utvecklas fram till 2030 presenteras i Figur 3.5.



Figur 3.5. Möjligt scenario över hur antalet elbussar i Uppsalas stadsbusstrafik kommer att förändras mellan åren 2020–2030. Grafen visar det totala antalet elbussar för varje år.

För att underlätta beräkningarna antogs det att alla nya bussar tas i drift den första januari det aktuella året. Alla elbussar antogs vara depåladdade bussar.

I beräkningarna för den nya depån adderades olika elbussscenarion; laddning av 12, 20, 30, 40, 50 och 60 elbussar. Hur mycket ett visst antal elbussar kommer att öka effekt- och energibehovet vid depån beror på laddare, batteristorlek, daglig körsträcka samt hur många bussar som laddar samtidigt. För att underlätta antaganden om laddare och batteristorlek antogs elbussarna var tillverkade av MAN. Uppgifter gällande laddare och batteristorlekar är baserade på vad MAN har angivit kommer bli standard för deras framtida 18-meters ledbussar [47]. I beräkningarna antogs det att en laddare drar maximalt 173 kW från elnätet och att den kan leverera 150 kW till bussen. Effekten från en laddare fördelas på tre elbussar, vilket innebär att 12 elbussar kräver fyra laddare.

Varje elbuss antogs ha ett batteri med storleken 640 kWh [47]. Om batteriet arbetar i intervallet 20–80 % av full kapacitet innebär det att tillgänglig kapacitet är 60 % av ursprunglig batteristorlek, det vill säga 384 kWh. Elbussarna på 18 meter antogs använda 2.0 kWh/km, vilket är baserat på MAN:s antaganden och ligger i linje med vad som har antagits i tidigare studier [36]. En energianvändning på 2.0 kWh/km ger en körsträcka på cirka 190 km då batteriet används inom intervallet 20–80 %. Om stadsbussarna kör med en snitthastighet på 25 km/h betyder det att elbussarna kan köras i cirka 7 timmar och 40 minuter innan de måste laddas [3]. När bussarna är i trafik antogs de värmas upp med tilläggsvärmning, vilket innebär att energin för uppvärmning under färd inte tas från batteriet.

I nuläget är det inte bestämt vilka linjer som kommer att trafikeras av elbussar. För det schema som upprättades över hur elbussarna kan tänkas ladda gjordes ett antagande om att elbussarna kommer tillbaka till depån mitt på dagen för att ladda cirka 2–3 timmar innan de åker ut en andra gång. Laddtiden mitt på dagen beror på hur mycket bussarna har kvar i batteriet när de kommer tillbaka och hur länge de ska köras under eftermiddagen. I snitt körs varje elbuss 13–14 timmar under en vardag. Det motsvarar

33–35 mil om dagen. Enligt Tommy Rydbeck är det avgörande att elbussarna har en körtid på cirka 13 timmar per dag för att det ska vara lönsamt att introducera dem. Detta motsvarar körtiden för en diesel- eller gasbuss [3]. Under helger antogs elbussarna åka ut något senare än under vardagar och köras i snitt 12–13 timmar, vilket motsvarar 30–33 mil om dagen.

I beräkningarna av effektbehovet vid den nya depån antogs det att elbussarna följer samma laddschema oavsett årstid, vilket innebär att elbussladdningen är densamma för alla lastscenarion. Schema över hur elbussarna laddas, samt vid vilka effekter, återfinns i Appendix 7.1 och 7.2.

3.5.7 Sammanfattning av lastscenarion

De sex lastscenariona som används i rapporten är alla en summa av baslasten vid den nya depån, uppvärmning och elbussladdning. I Tabell 3.9 tydliggörs vad de olika lastscenariona består av. Laddning av elbussar antogs vara samma för alla lastscenarion. För alla lastscenarion undersöktes effektbehovet om laddning av 0, 12, 20, 30, 40, 50 och 60 elbussar adderas.

Tabell 3.9. Sammanfattning över vad de sex lastscenariona består av. Snitt p.m.u motsvarar den solelproduktion som produceras under en snittdag för perioden med uppvärmning. Snitt p.u.u motsvarar den solelproduktion som produceras under en snittdag för perioden utan uppvärmning.

Lastscenario	Baslastscenario	Justeringar, kompressor [kW]/solelproduktion	Uppvärmning, minuter
Höglastscenario	Baslast vardag	50/snötäckta paneler	180/180
Låglastscenario	Baslast sommarhelg	40/solig sommardag	-
Snitt för perioden med uppvärmning, vardag	Baslast vardag	50/snitt p.m.u	60/45
Snitt för perioden med uppvärmning, helg	Baslast helg	50/snitt p.m.u	60/ 45
Snitt för perioden utan uppvärmning, vardag	Baslast vardag	40/snitt p.u.u	-
Snitt för perioden utan uppvärmning, helg	Baslast helg	40/snitt p.u.u	-

3.6 Användning av lastkurvorna

Syftet med lastkurvorna är att visa hur effekt- och energibehovet ser ut under ett dygn, dels för specifika dagar (hög- och låglastscenarion) och dels för snittdagar under uppvärmningsperioden samt perioden utan uppvärmning. Lastkurvorna visar de timvisa effekt- och energibehoven för olika elbussscenarion och användes för att beräkna den effekt och energi som en teknisk lösning måste kunna tillföra.

3.6.1 Beräkning av effektbehov

Den tekniska lösningen bör dimensioneras efter det högsta effektuttag som väntas ske under ett år. Det högsta effektuttaget sker troligtvis en kall vintervardag, då bussarna värms upp under tre timmar. I lastkurvan för ett höglastdygn går det att avläsa när det högsta effektbehovet inträffar för olika elbussscenarion. För att beräkna den effekt som saknas, det vill säga den effekt som måste tillföras av en teknisk lösning, subtraherades effektbegränsningen från det maximala effektbehovet.

För att förstå hur stor del av den producerade solelen som kan användas lokalt och hur mycket som går ut på elnätet är det även intressant att ta reda på hur stort det lägsta effektbehovet är.

3.6.2 Beräkning av energibehov

För att beräkna energibehovet under ett dygn för olika elbussscenarion adderades de timvisa energibehoven, det vill säga den timvisa medeleffekten multiplicerat med en timme. För att beräkna energibehovet för längre perioder användes snittlastkurvorna. För att beräkna energibehovet för uppvärmningsperioden (229 dagar) adderades energibehovet för en snitthelg under uppvärmningsperioden, multiplicerat med antal helgdagar (75), med energibehovet för en snittvardag under uppvärmningsperioden, multiplicerat med antal vardagar (154). Motsvarande tillvägagångssätt användes för att beräkna energibehovet för perioden utan uppvärmning.

Antalet dagar med respektive utan uppvärmning redovisas i Tabell 3.10. Antalet dagar är baserat på när uppvärmning skedde vid den nuvarande depån år 2018.

Tabell 3.10. Antal dagar under ett år då uppvärmning av bussar antogs ske, fördelat på vardag och helg.

Period	Antal dagar
Uppvärmning av bussar, vardag	154
Uppvärmning av bussar, helg	75
Ingen uppvärmning av bussar, vardag	94
Ingen uppvärmning av bussar, helg	42

För scenariot med 12 elbussar visade det sig att effektbehovet överskrider det begränsade effektuttaget under vissa timmar för höglastscenariot, men inte för snittscenariot under uppvärmningsperioden (se Figur 4.5 och Figur 4.6). För att korrigera för detta när energibehovet beräknades antogs 20 vardagar vara höglastscenariot under uppvärmningsperioden.

Den mängd energi som behöver tillföras utöver elabonnemanget, det vill säga hur mycket energi som saknas, beräknades genom att addera de timvisa överträdelserna för ett dygn. För att beräkna mängden energi som krävs utöver elabonnemanget för en längre period gjordes motsvarande beräkningar med snittlastkurvorna, vilket sedan multiplicerades med periodens längd (se Tabell 3.10).

3.7 Tekniska lösningar

För att undvika att den nya bussdepån överskrider den tillåtna anslutningseffekten på 1,5 MW dagtid och 4 MW övrig tid kommer någon form av teknisk lösning att krävas om det ska vara möjligt att ladda elbussar vid depån. Utifrån lastkurvorna ges information om vilken effekt som kommer att krävas, samt när på dygnet risken för överträdelse är stor. Lastkurvorna ger även en bild av vilka volymer energi som efterfrågas. De tekniska lösningarna utreddes baserat på teknisk genomförbarhet och ekonomi för de sex elbussscenarion som kräver någon form av teknisk lösning, det vill säga för 12, 20, 30, 40, 50 och 60 elbussar.

3.7.1 Teknisk genomförbarhet

För att bedöma den tekniska genomförbarheten beaktades varje teknisk lösning utifrån ett antal kriterier. Kriterierna togs fram i samråd med projektbeställaren (Marcus Nystrand, Region Uppsala) och användes som riktlinjer för att bedöma vilka tekniska lösningar som skulle undersökas noggrannare. Följande kriterier beaktades:

- **Finns tekniken tillgänglig att köpa?**
För att ta reda på om tekniken finns tillgänglig för kommersiellt bruk kontaktades potentiella återförsäljare.
- **Kan den tekniska lösningen generera den effekt som krävs?**
Den tekniska lösningen måste kunna leverera den effekt som krävs för att täcka effektbehovet utöver anslutningseffekten. Denna aspekt undersöktes utifrån tekniska specifikationer, vilka tillhandahölls av leverantörer.
- **Kan den tekniska lösningen leverera den energi som efterfrågas?**
Denna aspekt inkluderar bränsletillgång och studerades utifrån ett dygns- och säsongsperspektiv.

- **Är den tekniska lösningen skalbar?**
Eftersom planen är att antalet elbussar ska öka de kommande åren är det viktigt att den tekniska lösningen kan anpassas för att på sikt kunna leverera tillräckligt med effekt och energi för att försörja 60 elbussar.
- **Hur stor yta kräver den tekniska lösningen?**
Den nya stadsbussdepån kommer att ha en begränsad yta tillgänglig för en teknisk lösning, vilket medför begränsningar i den tekniska lösningens storlek.
- **Vad har den tekniska lösningen för krav gällande drift och underhåll?**
Finns det lokal kompetens för att kunna drifta och underhålla den tekniska lösningen?
- **Vad har den tekniska lösningen för starttid och regleringsmöjligheter?**
Kan den tekniska lösningen leverera effekt under vissa tidpunkter eller måste den gå kontinuerligt?

3.8 Utvärdering av livscykelkostnader

Utöver den tekniska genomförbarheten undersöktes även ekonomiska aspekter. Innan livscykelkostnaderna beräknades genomfördes enklare beräkningar för de tekniska lösningar som uppfyllde de tekniska kriterierna. Om lösningen ansågs vara för kostsam förkastades den i detta skede.

För att bedöma lösningens livscykelkostnader (LCC) användes en LCC-modell. Livscykelkostnaderna studerades fram till år 2030. En LCC-modell utvärderar inte bara själva investeringskostnaden utan tar även hänsyn till de kostnader och besparingar som uppstår under den tekniska livslängden [48]. Den LCC-modell som användes tar hänsyn till kapitalkostnad, energikostnad och underhållskostnad. Restvärdet för den tekniska lösningen vid periodens slut exkluderades. Det innebär att värdet för de tekniska lösningar som inte har uppnått sin tekniska livslängd år 2030 utelämnades ur beräkningarna. Detta påverkar framförallt de tekniska lösningar där flertalet investeringar sker nära år 2030.

Kapitalkostnad är kostnaden för att köpa in, samt installera, den tekniska lösningen. Energitkostnad innefattar bränslekostnader för att använda den tekniska lösningen. Energitkostnader kan också bestå av besparing av andra energislag, exempelvis att en lösning producerar värme som kan tas tillvara, vilket i sin tur sänker anläggningens fjärrvärmekostnader. Underhållskostnad är den kostnad som uppkommer på grund av service och underhåll, reservdelar samt arbetstid som krävs för att drifta den specifika lösningen.

Kapital- och underhållskostnaderna för de tekniska lösningarna antogs baserat på vad som framkom i intervjuer och vid studiebesök om inget annat anges. De investeringskostnader som antogs bör snarare ses som riktlinjer än exakta värden. Priset påverkas av många

faktorer, såsom teknisk utveckling, global konkurrens och råvarupriser. Inför en eventuell investering i en teknisk lösning bör därför kapitalkostnaderna undersökas noggrannare.

För att uppskatta lösningarnas energikostnader krävs information om bränslepriser. El- och fjärrvärmekostnader beräknades utifrån de uppskattade lastprofilerna vid den nya depån, samt utifrån dagens taxor för de båda energislagen. Kostnaden för fordonsgas baserades på det pris som betalas vid den nuvarande stadsbussdepån.

Data som rör bränslekostnader och kalkylränta för beräkning av livscykelkostnaden återfinns i Tabell 3.11. En mer utförlig förklaring till hur elpriset och fjärrvärmepriset beräknades återfinns under rubrikerna 3.8.1 och 3.8.2. Kalkylräntan är baserad på den kalkylränta som Region Uppsala använder vid beräkningar av livscykelkostnader [5].

Tabell 3.11. Antaganden gällande data till livscykelkostnadsanalysen.

Typ	Startvärde	Årlig prisökning
Elkostnad (exkl. moms, helår)	1041 [kr/MWh]	5 %
Fjärrvärmekostnad (exkl. moms, under uppvärmningsperioden)	720 [kr/MWh]	2,5 %
Fordonsgaskostnad	1033 [kr/MWh] *	3 %
Kalkylränta	5,5 %	-
Underhållskostnad	-	2 %

*Intervju med Magnus Källman, Uppsala Vatten [49].

I de fall då de tekniska lösningarna består av flera delar är det rimligt att anta att lösningarna byggs på och införskaffas stegvis, när behovet för dem uppstår (det vill säga när antalet elbussar ökar, se Figur 3.5). Livscykelkostnaderna beräknades för varje dellösning och summerades sedan till lösningens sammanlagda livscykelkostnad.

De livscykelkostnader som beräknades inkluderar endast de merkostnader som uppstår i och med att det inte är möjligt att få den effekt och energi som krävs från elabonnemanget. Kostnaden för den energi som krävs från elnätet för att ladda upp ett batteri inkluderades exempelvis inte i livscykelkostnaden. Däremot inkluderades kostnaderna för de omvandlingsförluster som uppstår när batteriet laddas upp eller ur.

3.8.1 Kostnad för el

Kostnaden för el kan grovt sett delas upp i två delar; en för elnät och en för elhandel. För att uppskatta den totala kostnaden för el vid den nya bussdepån summerades kostnaderna för elnät och elhandel. Kostnaden för elnät beräknades baserat på de lastkurvor som togs fram för scenariot med noll elbussar. De värden som användes för att beräkna årskostnaden för elnät återfinns i Tabell 3.12. Vattenfall har definierat begreppet höglasttid för tiden 06:00–22:00 från november till januari. Effektbegränsningen vid den

nya bussdepån om 1,5 MW för tiden 06:00–22:00, och 4 MW övrig tid, gäller dock under hela året, både vardag och helg [5].

Tabell 3.12. De beräknade värdena (baserade på lastkurvor för ett scenario med noll elbussar) som låg till grund vid beräkandet av årskostnaden för elnät.

	Nov-Jan	Apr & Okt	Maj & Sep	Jun-Aug
Fast avgift [kr/månad]	24 800	24 800	24 800	24 800
Maxeffekt, månad [kWh/h] *	1960	1540	1120	580
Maxeffekt höglasttid [kWh/h] **	1120	-	-	-
Energiåtgång höglasttid [MWh/dag]	9	-	-	-
Energiåtgång övrig tid [MWh/dag]	7	16	12 & 11	10

*Högsta effekten (kWh/h) som inträffar under en månad.

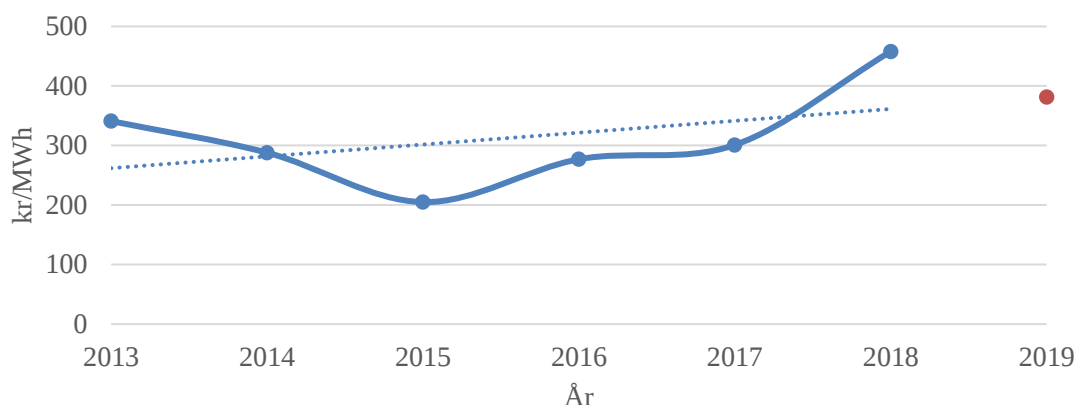
**Högsta effekten (kWh/h) som inträffar under höglasttid (06:00-22:00) under en månad nov-jan.

Den nya stadsbussdepån kommer att ha ett elabonnemang av typen N2T. N2T är ett effektabonnemang, vilket innebär att den totala kostnaden för elnät delvis beror på mängden överförd energi, men också på de högsta effektuttagen varje månad [50]. En mer detaljerad prislista återfinns i Tabell 3.13. För att beräkna kostnaden för elnät per MWh dividerades den uppskattade årliga kostnaden för elnätet med den årliga uppskattade energianvändningen. Detta resulterade i ett snittpris för elnät på 620 kr/MWh för ett scenario med noll elbussar.

Tabell 3.13. Elnätskostnader 2019 för abonnemangstyp N2T [32].

Avgift	Kostnad
Fast avgift	24 800 [kr/månad]
Månadseffektavgift	30 [kr/kW, månad]
Högbelastningsavgift (höglasttid)	43 [kr/kW, månad]
Överföringsavgift, Höglasttid	10,0 [öre/kWh]
Överföringsavgift, övrig tid	5,5 [öre/kWh]
Energiskatt	34,7 [öre/kWh] (exklusive moms)

Kostnaden för elhandel beräknades med utgångspunkt i medelpriset på elspotmarknaden de senaste sex åren [51]. För att uppskatta priset för 2019 användes en trendlinje, se Figur 3.6, vilket gav ett uppskattat pris på 381 kr/MWh.



Figur 3.6. Medelpriset på elspotmarknaden för åren 2013–2018, samt det uppskattade priset för 2019 [51].

Till det uppskattade elspotpriset på 381 kr/MWh adderades kostnaden för elcertifikat på 35,1 kr/MWh [52], samt grundavgiften till Svenska Kraftnät på 5,3 kr/MWh [53]. Det resulterade i en total kostnad för elhandel på 421 kr/MWh.

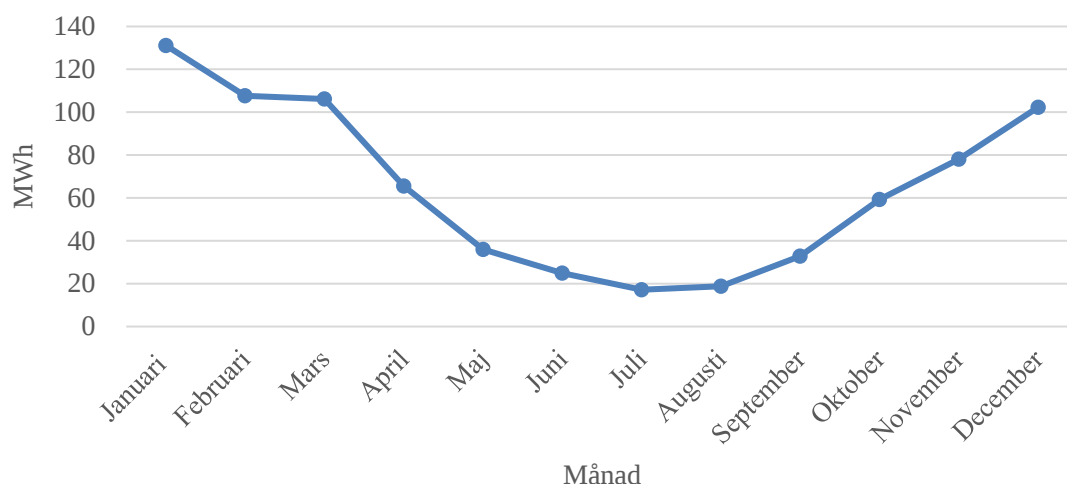
Det totala elpriset innefattar den sammanlagda kostnaden för elnät och elhandel, se Tabell 3.14. För den nya stadsbussdepån uppskattades det totala elpriset för år 2019 till 1041 kr/MWh, exklusive moms, inklusive energiskatt. Det totala elpriset för stadsbussdepån antogs öka med 5 % årligen. En anledning till elprisets förhållandevis höga årliga ökning är att kostnaden för elnät och elhandel förväntas stiga i snabbare takt framöver [54].

Tabell 3.14. Uppskattade elpriser år 2019.

Kostnad elnät	620 kr/MWh
Kostnad elhandel	421 kr/MWh
Total elkostnad	1041 kr/MWh

3.8.2 Kostnad för fjärrvärme

För att uppskatta kostnaden för fjärrvärme uppskattades först det förväntade värmebehovet vid den nya stadsbussdepån. Den totala arean som ska värmas upp vid den nya stadsbussdepån är 10 550 m² och inkluderar kontor, servicebyggnad och verkstad. Enligt energiberäkningar utförda av WSP antogs värmeförbrukningen vara 74 kWh per m² och år. Detta resulterar i en årlig värmeanvändning på 781 MWh, varav 668 MWh används under den period då bussarna värms upp med elpatron (25:e september till 11:e maj). Figur 3.7 visar hur värmeanvändningen är fördelad under årets månader. Figuren är baserad på en modell som Region Uppsala använder [55]. Modellen uppskattar hur det årliga värmebehovet är fördelat över årets månader.



Figur 3.7. Det uppskattade fjärrvärmebehovet per månad vid den nya stadsbussdepån.

Baserat på fjärrvärmebehovet beräknades priset för varje månad med hjälp av Vattenfalls prislista för värme för Uppsala [56]. De priser som användes återfinns i Tabell 3.15. För att underlätta beräkningarna uteslöts flödespremien ur det beräknade priset. Anledningen är att flödespremien står för en väldigt liten del av den totala kostnaden.

Baserat på andra fjärrvärmeabonnemang som Region Uppsala har är den abonnerade effekten 60–70 % högre än medeleffekten för januari månad. Den abonnerade effekten uppskattades till 300 kW, vilket baseras på att medeleffekten som uppskattades under januari månad var 176 kW. Utifrån dessa antaganden beräknades fjärrvärmepriset vid den nya depån under uppvärmningsperioden till 755 kr/MWh.

Tabell 3.15. Fjärrvärmepriser 2019 (abonnemangstyp 250 MWh–1249 MWh i årsvolym) [56].

Avgift	Kostnad
Effektpris	904 [kr/kW, år] (betalas månadsvis)
Energipris, vinter (dec-mar)	538 [kr/MWh] (inkl. 5 kr rabatt per MWh)
Energipris, vår/höst (apr, okt-nov)	369 [kr/MWh] (inkl. 5 kr rabatt per MWh)
Energipris, sommar (maj-sep)	233 [kr/MWh] (inkl. 5 kr rabatt per MWh)
Koldioxidneutral värme	20 [kr/MWh]
Flödespremie/avgift *	4 [kr/m ³]

* tillämpas under perioden oktober – april genom en jämförelse av hur väl avkylningen fungerar i fjärrvärmecentralerna där ett medelvärde för orten räknas ut. Vid lägre flöde än medelvärdet återbetalas en premie på 4 kr/m³. Vid högre flöde utgår en avgift på 4 kr/m³ för den del som överstiger medelvärdet [56].

3.9 Känslighetsanalys

Det resultat som erhöles innehåller flera känsliga parametrar. För att studera känsligheten i resultatet varierades tre parametrar; typ av bussuppvärmning vid depån, värmeåtervinning vid användandet av gasmotor samt batteripris.

Alla bussar vid den nya stadsbussdepån kommer att värmas upp med elpatron innan avfärd. Skulle det vara möjligt att använda någon annan typ av uppvärmning, exempelvis fjärrvärme eller spillvärme, skulle effektbehovet vid depån minska. För att undersöka hur mycket en annan typ av uppvärmning påverkar effektbehovet vid den nya depån, samt hur de tekniska lösningarna påverkas, gjordes en känslighetsanalys där elenergibehovet kopplat till uppvärmning av bussar sattes till noll.

Utöver detta undersöktes även hur värmeåtervinning påverkar livscykelkostnaderna för de två gasmotorerna som undersöktes. Gasmotorerna producerar både el och värme när de körs. I känslighetsanalysen antogs värmen användas till uppvärmning av både stads- och regionbussdepån, vilket ger besparingar i fjärrvärmekostnader.

En annan känslig parameter som undersöktes var batteripris. I grundfallet antogs batteripriset vara 5 000 kr/kWh år 2019, med en minskning på 7 % per år. Siffrorna är baserade på en rapport från IRENA [57]. Rapporten innehåller uppskattningar av dagens batteripris, samt hur det förväntas utvecklas fram till 2030. I rapporten framhålls det dock att det finns en stor osäkerhet i hur batteripriserna kommer att utvecklas framöver. I känslighetsanalysen undersöktes därför hur nuvärdeskostnaderna för de lösningar som innehåller ett batteri ändrades i ett scenario där batteripriset antogs vara oförändrat, det vill säga 5 000 kr/kWh fram till 2030.

Andra möjliga känslighetsanalyser som hade kunnat genomföras är varierande elpris, samt varierande investeringskostnad för gasmotorerna. Dessa parametrar ansågs dock påverka resultatet i liten grad och presenteras därför inte närmare. Elprisets påverkan diskuteras dock i avsnitt 5.3.

4. Resultat

I följande kapitel presenteras resultaten. Avsnitt 4.1 redovisar det uppskattade effekt- och energibehovet vid den nya depån. I avsnitt 4.2 sammanfattas de effekt- och energikrav som kommer att ställas på den tekniska lösningen. Avsnitt 4.3 och 4.4 behandlar de tekniska lösningarna; först presenteras de lösningar som förkastades, därefter de som utreddes noggrannare. I avsnitt 4.5 presenteras resultatet av de livscykelkostnadsanalyser som genomfördes för de tekniska lösningarna. Avsnitt 4.6 beskriver resultatet från känslighetsanalysen.

4.1 Effekt- och energibehov vid den nya depån

För att ge en bild av vilket effektuttag och vilken mängd energi som krävs vid den nya bussdepån vid olika tidpunkter togs lastkurvor fram. Lastkurvorna togs fram för lastscenariona i Tabell 3.9. Effektbehovet är som störst vintertid, vilket blir dimensionerande för vilken effekt den tekniska lösningen måste kunna leverera. Även energibehovet är som störst vintertid. Sommartid är lasten vid depån lägre, eftersom ingen uppvärmning av bussar sker under perioden maj till september. Denna period sammanfaller med den period då solcellsanläggningen förväntas producera som mest el.

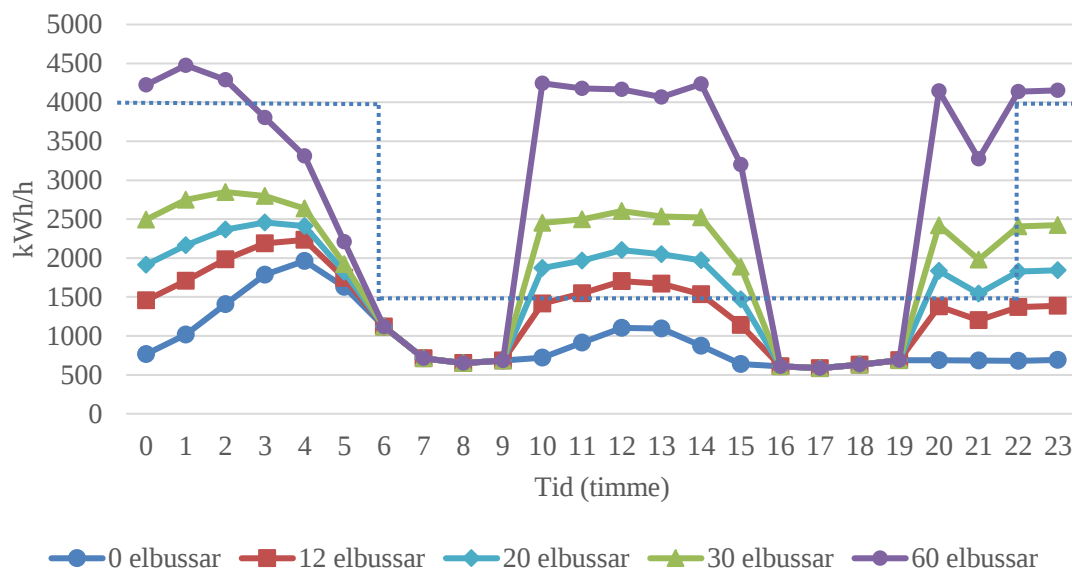
4.1.1 Effektbehov under perioden med uppvärmning

Det största effektbehovet vid den nya bussdepån förväntas inträffa en kall vintervardag. En anledning till att de högsta effekttopparna väntas ske under en vintervardag är att bussarna behöver värmas upp tre timmar innan avfärd vid temperaturer lägre än - 10 °C. Under vardagar värms fler bussar mitt på dagen, jämfört med helger. Dessutom är baslasten under vardagar något högre än under helger. En kall vintervardag är således höglastscenariot. Vad höglastscenariot inkluderar presenteras i Tabell 3.9. Lastkurvan för en kall vinterhelg återfinns i Appendix 7.6 (se Figur 7.2).

Figur 4.1 visar det uppskattade effektbehovet vid den nya stadsbussdepån för olika elbussscenarion för höglastscenariot. Generellt sett sker överträdelser av det tillåtna effektuttaget (1,5 MW dagtid och 4 MW övrig tid) under två tillfällen; mitt på dagen samt kvällstid, då det tillåtna effektuttaget fortfarande är 1,5 MW. För ett scenario med 12 elbussar sker överträdelser av det begränsade effektuttaget under fyra timmar mitt på dagen. För ett scenario med 30 eller fler elbussar sker överträdelser under sex timmar runt lunchtid.

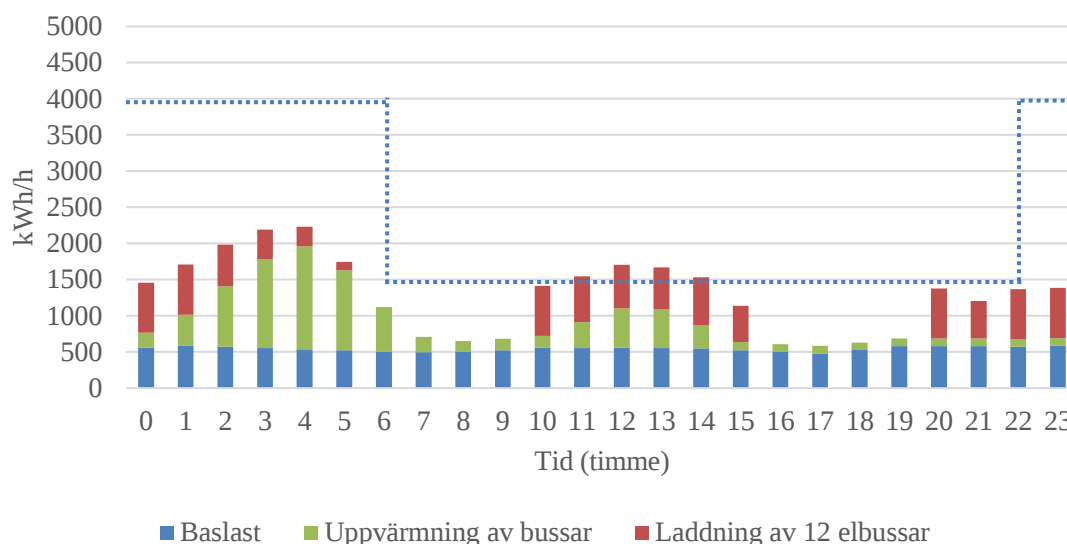
Effekttoppen som inträffar under kvällen varar under en kortare tidsperiod, vilket beror på att det begränsade effektuttaget ökar efter 22:00. Anledningen till att effektbehovet ökar kraftigt redan klockan 19 är att de första elbussarna börjar laddas då. Eftersom en laddare ska hinna ladda tre bussar krävs det att laddningen påbörjas redan innan 22:00.

För ett scenario med 60 elbussar sker det en överträdelse från 19:00–03:00. Anledningen till att det sker en överträdelse även under dygnets allra första timmar, då ett effektuttag på 4 MW tillåts, är att både laddning och uppvärmning sker samtidigt.



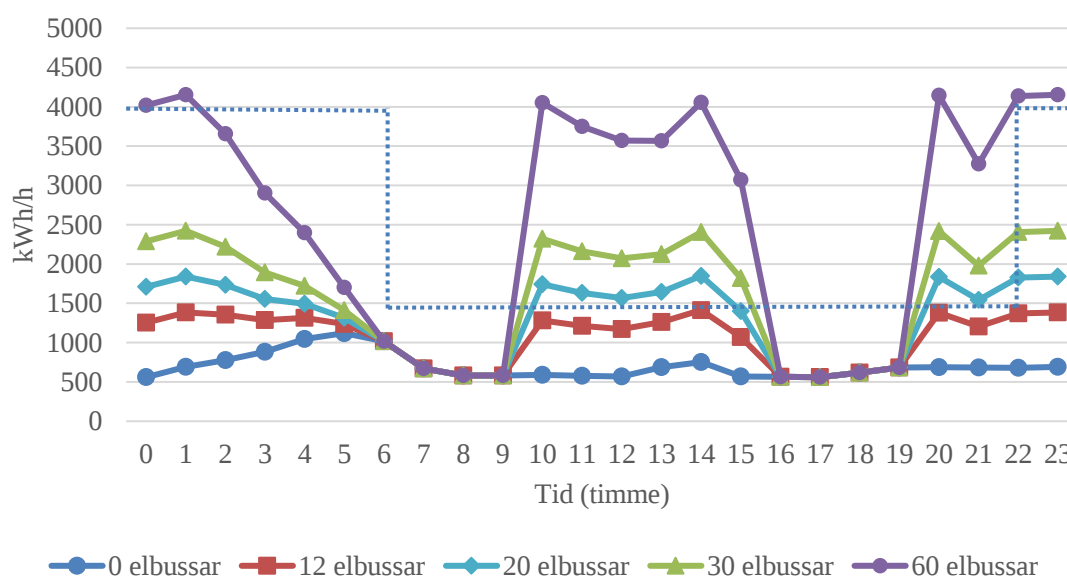
Figur 4.1. Det uppskattade effektbehovet för den nya depån för höglastscenariot med olika elbuss-scenarion inkluderade. Den blå streckade linjen symboliserar effektbegränsningen.

Figur 4.2 ger en tydligare bild av vad som bidrar till effektbehovet för ett höglastscenariot. Under tidig morgon är effektbehovet för att värma upp bussarna stort. Värmebehovet avtar när bussarna börjar lämna depån under morgontimmarna. Det går också att notera att det återvänder ett visst antal bussar mitt på dagen, vilka värms upp innan de åter lämnar depån. Figur 4.2 inkluderar laddning av 12 elbussar. Laddningen av elbussar sker främst nattetid, men också mitt på dagen och under kvällen. Baslasten, vilken är förhållandevis konstant under dygnet, inkluderar den el som går åt till kontor, verkstäder, tvättanläggning samt kompressorer.



Figur 4.2. Det uppskattade effektbehovet för den nya depån för höglasts scenariot, fördelat på baslast, uppvärmning med elpatron och laddning av 12 elbussar.

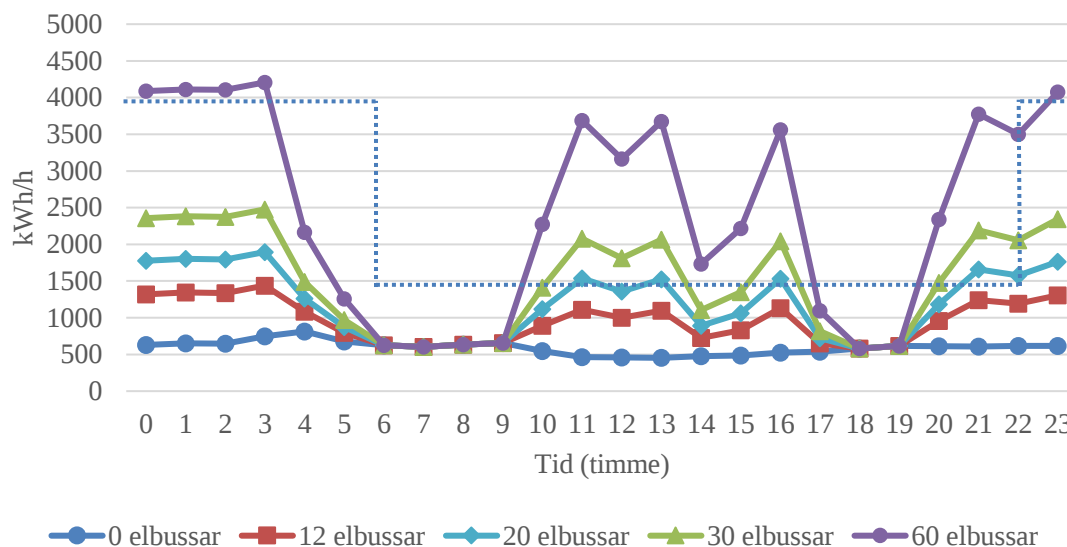
Figur 4.3 visar det uppskattade effektbehovet för den nya depån en snittvardag under perioden med uppvärmning (25:e september–11:e maj). Jämfört med Figur 4.1 är effektbehovet generellt sett lägre; för ett scenario med 0 elbussar är effektbehovet under dagtid cirka 500 kW för en snittvardag, jämfört med cirka 1000 kW för en höglastdag.



Figur 4.3. Det uppskattade effektbehovet för den nya depån en snittvardag under perioden med uppvärmning. Uppvärmning sker 60 minuter innan avfärd under morgonen och 45 minuter innan avfärd dagtid. Solelproduktionen en snittdag under perioden med uppvärmning är inkluderad i lasten.

Effektbehovet är lägre även för en snitthelg under perioden med uppvärmning, vilket kan ses i Figur 4.4. En av anledningarna till att effekttopparna under dagen skiljer sig åt mellan

Figur 4.4 och Figur 4.3 är att laddningen av elbussar varierar beroende på om det är vardag eller helg.

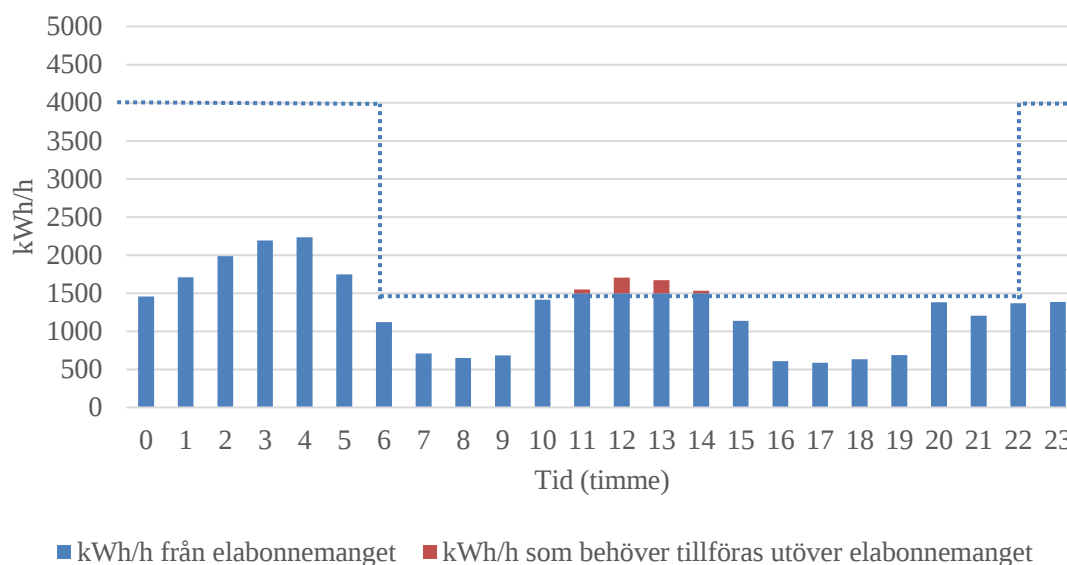


Figur 4.4. Det uppskattade effektbehovet för den nya depån en snittdag under perioden med uppvärmning. Uppvärmning sker 60 minuter innan avfärd under morgonen och 45 minuter innan avfärd dagtid. Solelproduktionen en snittdag under perioden med uppvärmning är inkluderad i lasten.

Studerar hela perioden med uppvärmning är effektbehovet en snittdag alltså lägre än under höglasts scenariot. Anledningen är att bussarna värms upp under en kortare tid. Den beräknade medeltemperaturen för hela uppvärmningsperioden resulterar i att bussarna i snitt värms en timme innan avfärd under denna period. Det kan jämföras med de tre timmar som gäller för höglasts scenariot. En annan anledning till att effektbehovet är lägre för en snittdag jämfört med ett höglasts scenario är att elproduktionen från den installerade solcellsanläggningen inkluderades i lasten för en snittdag, se Figur 4.12. Solelproduktionen inkluderades även för höglasts scenariot men i det fallet antogs solcellerna vara täckta av snö och producera noll kW.

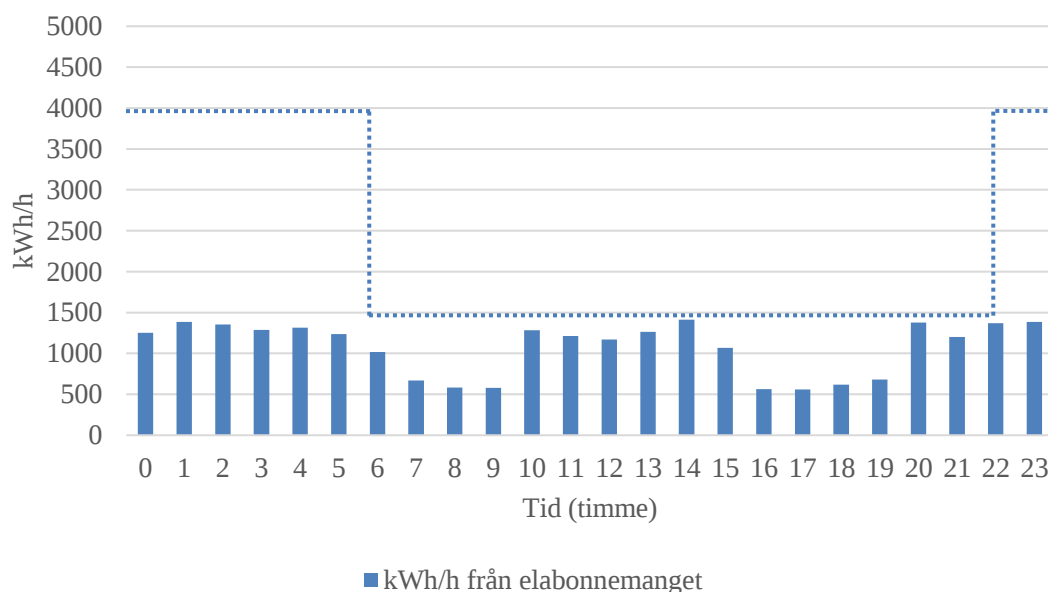
4.1.2 Energibehov under perioden med uppvärmning

Figur 4.5 visar lastkurvan för den nya depån, 12 elbussar inkluderat, under ett höglastdygn. Under fyra timmar mitt på dagen kan inte tillräckligt mycket energi levereras av elabonnemanget på grund av den begränsade anslutningseffekten.



Figur 4.5. Det uppskattade effektbehovet för den nya depån (12 elbussar inkluderat) för höglastscenariot, fördelat på kWh/h från elabonnemanget och kWh/h som behöver tillföras.

Beräkningarna av det totala energibehovet som behöver tillföras av en teknisk lösning utgick ifrån lastkurvorna för en snittvardag och en snitthelg. Figur 4.6 visar lastkurvan för den nya depån, 12 elbussar inkluderat, en snittvardag under uppvärmningsperioden.



Figur 4.6. Det uppskattade effektbehovet för den nya depån en snittvardag (12 elbussar inkluderat) under perioden med uppvärmning. Solelproduktionen en snittdag under perioden med uppvärmning är inkluderad i lasten.

Enligt Figur 4.6 sker det ingen överträdelse av det begränsade effektuttaget under en snittvardag (samma sak gäller för en snitthelg, se Figur 4.4), vilket innebär att den totala energin som en teknisk lösning behöver leverera för ett scenario med 12 elbussar är noll.

Detta resultat är dock missvisande – Figur 4.5 visar att det vid ett höglastscenario med 12 elbussar måste tillföras energi under cirka fyra timmar för att klara av effektbegränsningarna. För att beräkna det totala energibehovet antogs därför 20 höglastdagar inträffa under ett år. Antagandet baserades på temperaturdata från SMHI för 2018 [42]. Denna korrigering var enbart nödvändig för scenariot med 12 elbussar, eftersom det endast var för det scenariot som timvärdena för en snittvardag låg under effektbegränsningen, samtidigt som timvärdena för höglastscenariot låg över.

Tabell 4.1 visar en sammanställning över den elenergi som krävs för ett höglastdygn för olika elbussscenarion. I tabellen redovisas även hur mycket av elenergin som behöver tillföras från en teknisk lösning, och alltså inte kan levereras från elabonnemanget. Den totala energin som kan levereras från elabonnemanget är 56 MWh per dygn. Den totala elenergin som kan levereras från elabonnemanget under ett dygn skulle räcka för att tillgodose energibehovet för alla elbussscenarion utom för 50 och 60 elbussar. Det krävs dock någon form av teknisk lösning redan för 12 elbussar, vilket beror på att lastkurvorna inte är anpassade till effektbegränsningarna, vilket kan ses i Figur 4.5.

Tabell 4.1. Totalt elenergibehov för den nya depån för höglastscenariot.

Antal elbussar	Totalt elenergibehov [MWh]	Elenergi som behöver tillföras utöver elabonnemanget [MWh]
0	22	0
12	31	0,5
20	37	3
30	45	7
40	49	11
50	58	15
60	66	21

Tabell 4.2 visar en sammanställning över den elenergi som krävs under uppvärmningsperioden för olika elbussscenarion. I tabellen redovisas även hur mycket av den elenergi som krävs som behöver tillföras från en teknisk lösning, och alltså inte kan levereras från elabonnemanget. Den totala energin som kan levereras från elabonnemanget under uppvärmningsperioden (229 dagar) är 12 820 MWh. Hade lasten kunnat styras så att den utnyttjar det tillåtna effektuttaget maximalt hade energin från elabonnemanget varit tillräcklig för ett scenario med upp till 50 elbussar.

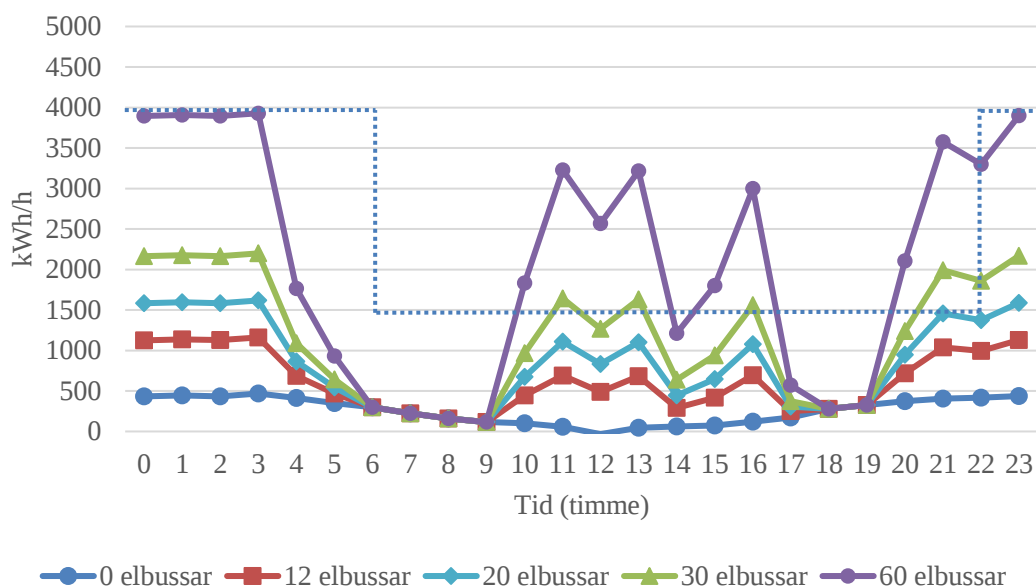
Tabell 4.2. Totalt elenergibehov för den nya depån under perioden med uppvärmning.

Antal elbussar	Totalt elenergibehov [MWh]	Elenergi som behöver tillföras utöver elabonnemanget [MWh]
0	3 670	0
12	5 720	9
20	7 080	220
30	8 800	1 020
40	10 310	1 880
50	12 240	2 780
60	13 760	3 800

4.1.3 Effektbehov under perioden utan uppvärmning

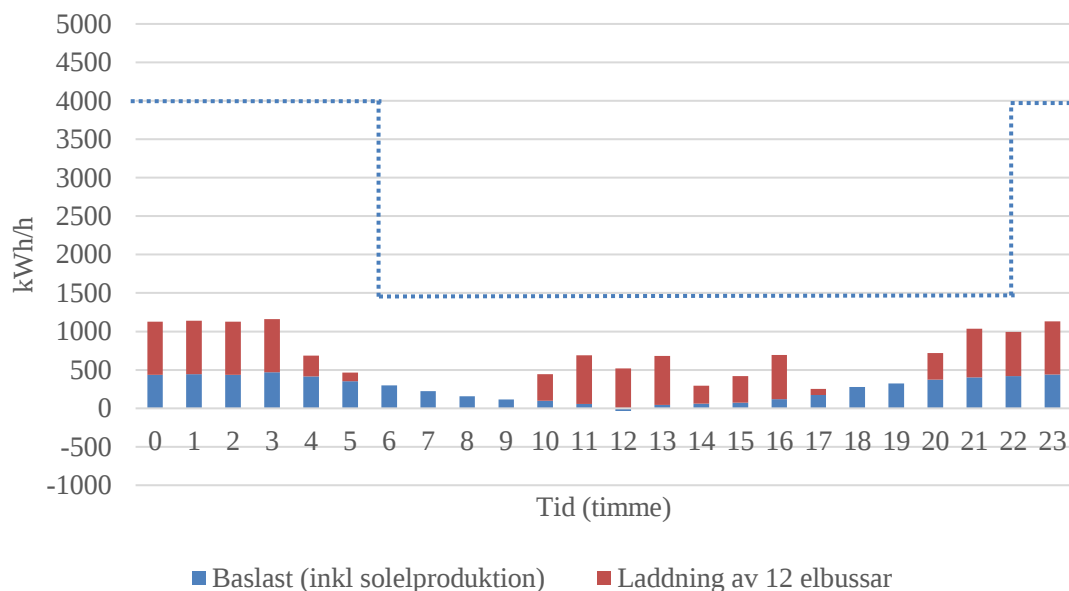
Den lägsta lasten inträffar sommartid under helger, vilket således är låglastscenariot. Figur 4.7 visar det uppskattade effektbehovet för den nya depån en sommarhelg. Den uppskattade solelproduktionen en solig dag är inkluderad i lastkurvan (motsvarande figur utan solelproduktion återfinns i appendix, se Figur 7.1). Studeras den effekttopp som inträffar vid lunchtid går det att se att den varar längre än i fallet under en vardag (se Figur 4.9). Anledningen är att bussarna har ett annat körmönster under helgen, vilket innebär att laddningen sker mer utspritt över dagen. Ett tydliggörande kring vilka antaganden som gjordes gällande laddningen återfinns i Appendix 7.1 och 7.2.

Enligt figuren krävs det en teknisk lösning för att klara av effektbehovet under en låglastdag för ett scenario med 30 elbussar eller fler. Detta resultat kan jämföras med resultatet i Figur 4.1, där det krävs en teknisk lösning redan för 12 elbussar.



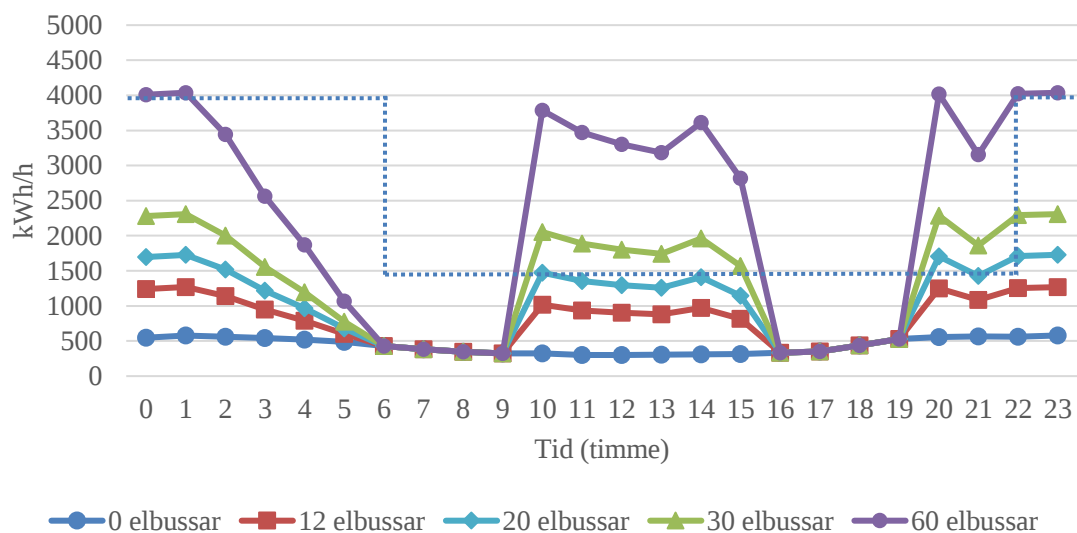
Figur 4.7. Det uppskattade effektbehovet för den nya depån för låglastscenariot. Solelproduktionen en solig sommardag är inkluderad i lasten.

Figur 4.8 tydliggör vad lasten utgörs av i ett scenario med 12 elbussar. I baslasten är den uppskattade solelproduktionen en solig sommardag inkluderad. För ett låglastscenario med noll elbussar överstiger solelproduktion baslasten under en timme, vilket kan ses i form av att den blå stapeln ligger under 0 kWh/h kl. 12. När laddning av 12 bussar inkluderas sker ingen överproduktion mitt på dagen, eftersom det laddas bussar vid denna tid.



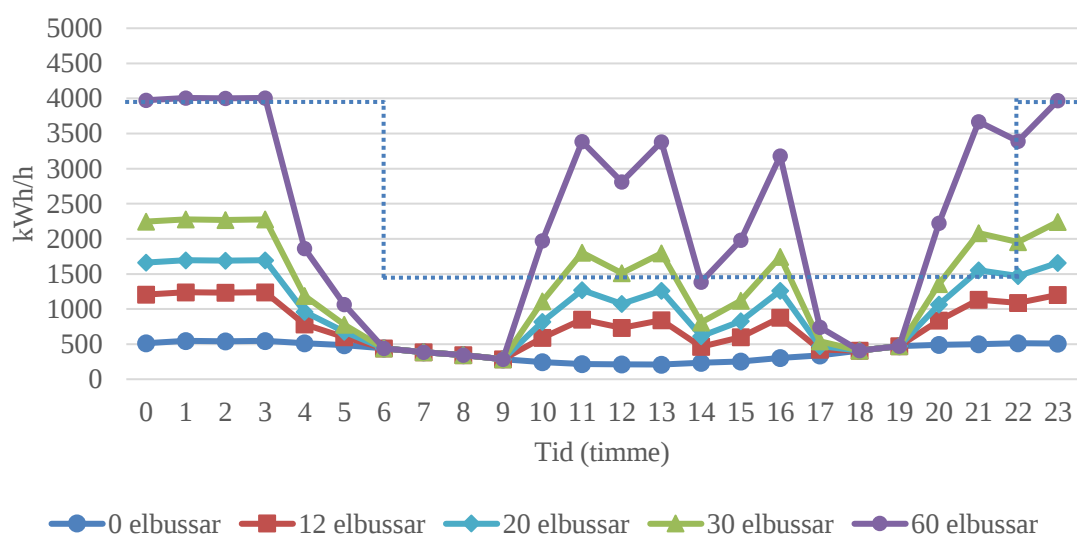
Figur 4.8. Det uppskattade effektbehovet för den nya depån för låglastscenariot med laddning av 12 elbussar inkluderat. Solelproduktionen en solig sommardag är inkluderad i lasten.

Figur 4.9 visar det uppskattade effektbehovet för den nya depån en snittvardag under perioden då det inte sker någon uppvärmning av bussarna (12:e maj–24:e september). Jämfört med Figur 4.7 är effektbehovet generellt sett högre; för ett scenario med 0 elbussar är effektbehovet under dagtid cirka 400 kW för en snittvardag, jämfört med cirka 100 kW för en låglastdag.



Figur 4.9. Det uppskattade effektbehovet för den nya depån en snittvardag under perioden utan uppvärmning. Solelproduktionen en snittdag för perioden utan uppvärmning är inkluderad i lasten.

Effektbehovet är något lägre för en snitthelg under perioden utan uppvärmning, vilket kan ses i Figur 4.10. Anledningen till att effekttopparna under dagen skiljer sig åt mellan Figur 4.10 och Figur 4.9 är att laddningen av elbussar varierar beroende på om det är vardag eller helg. Baslasten är också något lägre under helgerna.



Figur 4.10. Det uppskattade effektbehovet för den nya depån en snitthelg under perioden utan uppvärmning. Solelproduktionen en snittdag för perioden utan uppvärmning är inkluderad i lasten.

Studerar hela perioden utan uppvärmning är effektbehovet generellt sett högre än under låglastscenariot. Anledningen är främst att solelproduktionen är som störst under låglastscenariot, men också att baslasten i låglastscenariot är något lägre. Hur stor solelproduktionen under låglastscenariot är jämfört med snittscenariot för perioden utan uppvärmning redovisas i avsnitt 4.1.5.

4.1.4 Energibehov för perioden utan uppvärmning

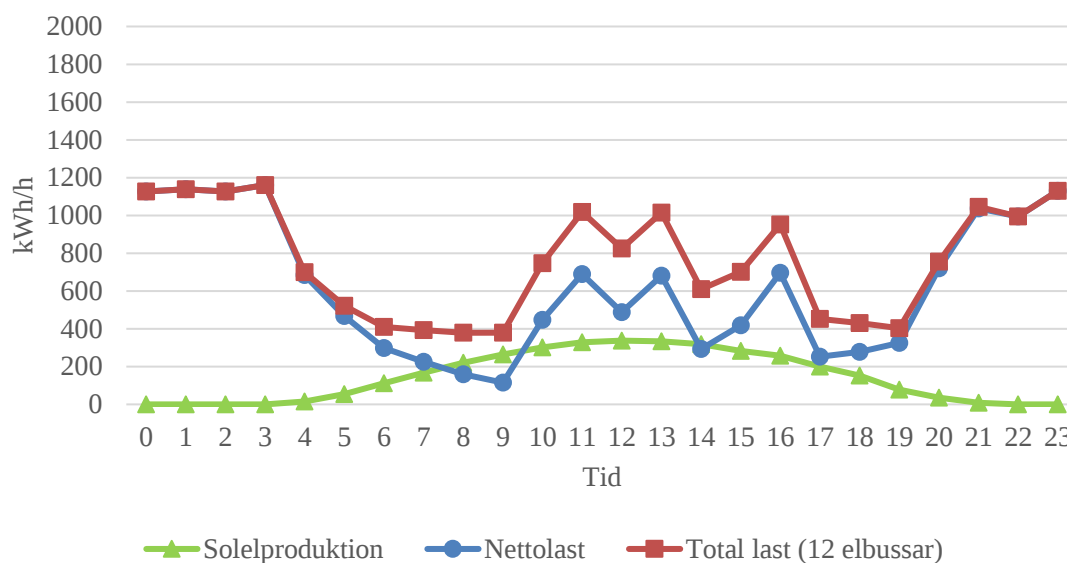
Tabell 4.3 visar en sammanställning över den elenergi som krävs för perioden utan uppvärmning för samtliga elbussscenarion. I tabellen redovisas även hur mycket av den elenergi som krävs som behöver tillföras från en teknisk lösning, och alltså inte kan levereras från elabonnemanget.

Tabell 4.3. Totalt elenergibehov för den nya depån under perioden utan uppvärmning.

Antal elbussar	Totalt elenergibehov [MWh]	Elnenergi som behöver tillföras utöver elabonnemanget [MWh]
0	1 380	0
12	2 600	0
20	3 400	20
30	4 420	360
40	5 430	850
50	6 440	1 360
60	7 460	1 900

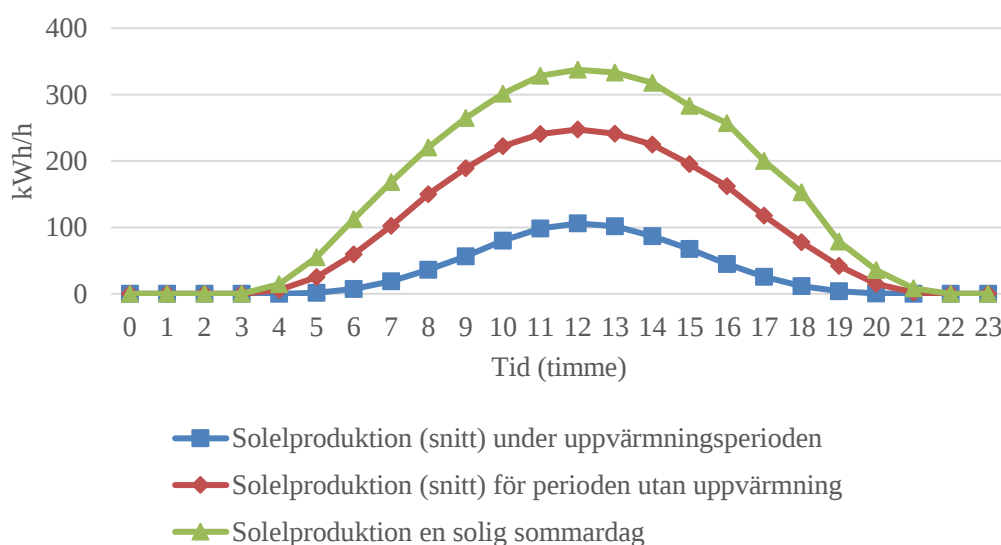
4.1.5 Solelproduktion

Vid den nya bussdepån kommer en solcellsanläggning om 508 kW att monteras horisontellt på bussramperna. I Figur 4.11 åskådliggörs solcellsanläggningens inverkan på effektbehovet en låglastdag. Figuren visar solelproduktionen en solig dag, samt den nya bussdepåns effektbehov för ett låglastscenario med 12 elbussar. Utöver detta visas även nettolasten, vilket är effektbehov minus solelproduktion.



Figur 4.11. Solelproduktionen från den solcellsanläggning som kommer att installeras på bussramperna, samt effektbehovet för den nya depån vid ett låglastscenario med 12 elbussar. Nettolasten visar hur solelproduktionen påverkar effektbehovet vid depån en solig sommardag.

För ett höglastscenario antogs anläggningen vara snötäckt och producera 0 kW. Eftersom solcellsanläggningen kommer att installeras horisontellt kommer eventuell snö inte att glida av från panelerna, vilket medför att produktionen troligen kommer vara lika med noll under ett flertal dagar under vintern. Figur 4.12 visar hur solelproduktionen varierar under säsongen. Den gröna kurvan visar produktionen en solig sommardag. Den röda kurvan visar snittproduktionen för perioden utan uppvärmning (12:e maj–24:e september) och den blå kurvan visar snittproduktionen för perioden med uppvärmning (25:e september–11:e maj).



Figur 4.12. Visar solelproduktionen under ett dygn för olika perioder på ett år. Gäller för den anläggning (508 kW installerad effekt) som kommer att installeras på den nya stadsbussdepån.

Snittproduktionen i Figur 4.12 inkluderades i lastkurvorna för uppvärmningsperioden och perioden utan uppvärmning, se Figur 4.3, Figur 4.4, Figur 4.9 och Figur 4.10. Den förväntade solelproduktionen under ett år beräknades utifrån snittproduktionen för de båda perioderna till 490 MWh.

4.2 Sammanställning av tekniska krav

Det effekt- och energibehov som krävs från den tekniska lösningen ökar i takt med att antalet elbussar blir fler. Tabell 4.4 beskriver hur mycket effekt den tekniska lösningen måste tillföra för olika elbussscenarion.

Tabell 4.4. Den maximala effekten som den tekniska lösningen måste kunna leverera för perioden med uppvärmning (12:e maj till 24:e september) samt för perioden utan uppvärmning.

År	Antal elbussar	Effektkrav för perioden med uppvärmning [kWh/h]	Effektkrav för perioden utan uppvärmning [kWh/h]
2019–2020	0	0	-
2021	12	200	-
2022–2023	20	600	-
2024–2026	30	1100	550
2027–2028	40	1 600	1 130
2029	50	2 150	1 710
2030	60	2 750	2 280

Tabell 4.5 tydliggör hur elenergiebehovet för ett år ökar i och med att antalet elbussar ökar. Kolumnen ”Elenergi som behöver tillföras utöver elabonnemanget” visar hur mycket elenergi som behöver tillföras från den tekniska lösningen.

Tabell 4.5. Det totala elenergibehovet vid den nya depån, samt hur mycket av behovet som utgörs av laddning av elbussar. Kolumnen längst till höger redovisar hur mycket elenergi som behöver tillföras från den tekniska lösningen.

Antal elbussar	Totalt elenergibehov [MWh]	Varav laddning [MWh]	Elenergi som behöver tillföras utöver elabonnemanget [MWh]
0	5 050	0	0
12	8 320	3 260	9
20	10 480	5 410	240
30	13 220	8 150	1 380
40	15 740	10 850	2 730
50	18 680	13 580	4 140
60	21 220	16 300	5 700

Den totala energin som kan levereras från elabonnemanget är 56 MWh per dygn, vilket motsvarar 20 440 MWh per år. Den totala elenergin som kan levereras från elabonnemanget under ett år täcker in det årliga energibehovet för alla elbussscenarion utom 60 elbussar. Dock krävs det någon form av teknisk lösning redan för 12 elbussar, vilket beror på att lastkurvorna inte är anpassade till effektbegränsningarna.

4.3 Tekniska lösningar som förkastades

Under arbetets gång undersöktes flera tekniska lösningar som potentiellt skulle kunna bidra till att den nya bussdepån inte överskrider det begränsade effektuttaget som har beviljats av nätägaren. De tekniska lösningarna undersöktes utifrån kriterierna i avsnitt 3.7.1. Några av lösningarna förkastades i ett tidigt skede på grund av att de inte uppfyllde de tekniska kraven, alternativt att de var för kostsamma. Nedan motiveras varför dessa lösningar förkastades.

4.3.1 Bränslecell (vätgas)

En tänkbar lösning är att framställa el lokalt vid bussdepån med hjälp av vätgas och en bränslecell, där bränslecellen omvandlar vätgasens kemiska energi till elektricitet [58]. Vätgas kan produceras på flera olika sätt. Gemensamt för all framställning av vätgas är att det är en energikrävande process [59]. Vanligtvis används naturgas vid produktion av vätgas [59]. En lösning för att producera vätgas utan användning av fossila inslag innefattar en elektrolysör som producerar vätgas via spjälkning av vatten [60].

Elektrolysören förbrukar stora mängder el, vilket gör att vätgasen måste produceras under våren, sommaren och hösten för att sedan användas för att framställa el under vintern. Då lasten vid depån är lägre under vår, sommar och höst samtidigt som solcellsanläggningen producerar lokal el är detta en tänkbar lösning.

Säsongslagring kräver dock stora lager av vätgas som lagras i tuber. Att använda vätgas för säsongslagring av energi medför att vätgaslagret blir både skrymmande och dyrt. Kostnaderna för att bygga ett vätgaslager vid bussdepån beräknades till 228 miljoner kronor för ett scenario med 20 elbussar (se utförligare beräkningar i Appendix 7.4). Att använda sig av en bränslecell som drivs av vätgas ansågs därför bli en allt för kostsam lösning.

4.3.2 Bränslecell (metangas)

En bränslecell kan även omvandla energin i gas till elektricitet. Eftersom det kommer att gå en pipeline med fordonsgas från Kungsängens gård till den nya stadsbussdepån skulle en lösning kunna vara att producera el vid bussdepån med hjälp av en bränslecell som drivs av metangas. Ett problem med denna lösning är att arbetstemperaturen är väldigt hög, upp till 1000°C. Den höga arbetstemperaturen medför en kort livslängd för bränslecellen [61], samtidigt som den kräver mycket infrastruktur, vilket blir kostnadsdrivande [62]. Forskningen inom detta område går snabbt framåt men i nuläget är det en teknik som inte ansågs tillräckligt mogen för att utreda i fallet med bussdepån.

4.3.3 Tryckluftslager (CAES)

En form av tryckluftslager, compressed air energy storage (CAES), kombinerat med en kompressor och en luftturbine skulle kunna användas för att jämna ut lasten vid den nya stadsbussdepån. Under tillfällen då lasten vid depån är låg skulle en eldriven kompressor kunna användas för att lagra energi i ett tryckluftslager [63]. Den lagrade energin skulle sedan kunna användas för att driva en turbin vid tidpunkter då effektbehovet är stort. Tekniken är förhållandevis billig och välkänd men den låga energidensiteten medför att lösningen blir väldigt platskrävande. Ett berggrum skulle vara att föredra framför gastuber eftersom energibehovet vid depån är så pass stort [57]. På grund av att det inte finns något naturligt berggrum i närheten av den nya stadsbussdepån förkastades denna lösning.

4.3.4 Solceller med batteri

Att producera el lokalt vid bussdepån med hjälp av solceller är en annan potentiell lösning. Det är i nuläget redan bestämt att det ska installeras 508 kW solceller ovanpå bussramperna. Ett problem med en solcellslösning är dock att produktionen av el inte matchar behovet. Risken att bussdepån överträder det begränsade effektuttaget är som störst under den period då bussarna värms upp innan de tas i trafik, vilket sker under perioden 24:e september–11:e maj. Solcellsanläggningen å andra sidan har sin största produktion sommartid och kommer generera väldigt lite el då behovet är som störst. Därför är det inte ett alternativ att bygga ut med fler solcellspaneler. Att lagra den

producerade solen med hjälp av ett batteri skulle kunna vara ett alternativ. Dock är batterier inte optimala för säsongslagring [64], vilket gör att en kombination av solceller och batteri inte utreddes vidare.

4.3.5 Vindkraftverk med batteri

Ett vindkraftverk i kombination med ett batteri skulle kunna vara en möjlig lösning för att producera el vid den nya bussdepån. Anledningen till att ett vindkraftverk inte utreddes vidare är att det pågår flygverksamhet vid den militära flygplatsen Uppsala Årna [65]. Enligt försvarsmakten skulle ett vindkraftverk kunna störa inflygning samt teknisk utrustning [66].

4.3.6 Svänghjul

En annan form av energilager är svänghjul, vilka lagrar energi som rörelseenergi. En lösning skulle alltså kunna vara att placera ett svänghjul på den nya bussdepån för att generera el vid effekttoppar. Svänghjul lämpar sig dock bäst för lagring av energi när uttaget av energi sker under korta tidsperioder eftersom energidensiteten hos svänghjul är låg. Det skulle alltså krävas väldigt mycket yta för att nå upp till den energi som behöver tillföras. En sådan lösning skulle vara både skrymmande och kostsam, vilket är anledningen till att svänghjul inte utreddes vidare [67].

4.3.7 Laststyrning i närområdet

I projektet ”Växlande Effekttreglering” (VäxEl) har det lokala energibolaget Upplands Energi samarbetat med Sustainable Innovation för att utveckla konceptet smarta elnät till att även inkludera hushåll [68]. En del av detta projekt har varit att använda villaägares värmepumpar för att styra effektbehovet i det lokala elnätet. Vid tillfällen då elnätet är ansträngt har värmepumparna stängts av för att frigöra effekt. På grund av den termiska trögheten som finns i hus har det inte påverkat inomhusklimatet nämnvärt [69].

Projektet har varit lyckat och skulle potentiellt kunna tillämpas i området kring den nya stadsbussdepån. I området där den nya stadsbussdepån byggs finns ett flertal verksamheter med stora värmepumpar. En möjlig lösning för att frigöra effekt i det lokala nätet skulle kunna vara att stänga av de stora värmepumparna vid tillfällen då bussdepån riskerar att överträda det begränsade effektuttaget som tillåts. Denna potentiella lösning utreddes noggrannare i uppsatsen ”Making grid capacity available through heat pump control” [70].

4.4 Potentiella tekniska lösningar

För att klara av att introducera elbussar vid den nya stadsbussdepån och samtidigt hålla sig inom det begränsade effektuttaget som beviljats krävs någon form av teknisk lösning. Den tekniska lösning som implementeras måste kunna tillgodose den effekt och energi som saknas vid bussdepån. Nedan beskrivs de tekniska lösningar som ansågs uppfylla

kriterierna i avsnitt 3.7.1 och utreddes noggrannare. Av de lösningar som undersöktes är det ingen lösning som på egen hand klarar av att bidra med den effekt och energi som krävs för ett scenario med 60 elbussar. För ett sådant scenario krävs en kombination av lösningar, vilket beskrivs i avsnitt 4.4.4.

4.4.1 Batteri

En potentiell lösning som utreddes var möjligheten att placera ett batterilager vid den nya stadsbussdepån. Tanken är att batteriet laddas upp från elnätet under perioder då lasten vid depån är låg. Den lagrade energin kan sedan användas vid tidpunkter då behovet av el är stort. Tabell 4.6 tydliggör vilka krav som ställs på batteriet gällande effekt och energi för att det ska klara av ett höglastdygn.

Batteriets användbara energi antogs vara 90 % av dess totala storlek [57]. Storleken på batteriet, se kolumn 4 i Tabell 4.6, är därför större än den energi som behöver tillföras enligt kolumn 3. För alla elbussscenarion visade det sig att energibehovet mitt på dagen var dimensionerande för batteriets storlek. Om batteriet dimensioneras efter detta energibehov kommer det att hinna laddas upp under eftermiddagen och sedan användas igen under kvällen.

Tabell 4.6. Sammanställning över hur stort batterilager som krävs för olika elbussscenarion.

Antal elbussar	Effekt som krävs [kW]	Energi som behöver tillföras (lunchtoppen) [kWh]	Storlek på batteri [kW/kWh]
0	0	0	0/0
12	200	450	250/500
20	600	2 460	1 370/2 730
30	1 100	5 500	3 060/6 110
40	1 600	8 540	4 750/9 490

Batteriets storlek dimensionerades alltså efter energibehovet. För att beräkna märkeffekten antogs en c-rate på 0,5. C-rate är ett mått på hur snabbt ett batteri kan laddas upp/ur. En c-rate på 0,5 innebär att batteriet kan leverera märkeffekten under två timmar. Baserat på stora batterilager som finns tillgängliga på marknaden idag är en c-rate på 0,5 rimligt för ett batterilager som används för att flytta last [71]. För att beräkna batteriets märkeffekt multiplicerades således energistorleken med 0,5. Effektstorleken, se kolumn 4 i Tabell 4.6, täcker därmed den effekt som krävs enligt kolumn 2.

Anledningen till att scenariona med 50 och 60 elbussar inte inkluderades i Tabell 4.6 är att ett batterilager inte skulle hinna laddas upp tillräckligt under ett höglastdygn. För dessa

elbussscenarion överstiger energibehovet ett höglastdygn den energi som kan levereras från elabonnemanget. Energiförbehovet för ett höglastdygn är 58 respektive 66 MWh, medan elabonnemanget maximalt kan leverera 56 MWh. För att ett batterilager ska vara en möjlig teknisk lösning krävs det att ett effektuttag på 4,6 MW tillåts under nattetid (22:00–06:00) för ett scenario med 50 elbussar. För ett scenario med 60 elbussar krävs det att ett effektuttag på 5,4 MW tillåts under nattetid. Skulle nätägaren acceptera ett utökat effektuttag under nattetid skulle ett batterilager vara en möjligt teknisk lösning även för 50 och 60 elbussar. Tabell 4.7 redovisar hur stora batterier som skulle krävas för att kunna leverera tillräckligt med energi för att klara av lunchtoppen för dessa fall.

Tabell 4.7. Sammanställning över hur stort batterilager som krävs för scenario med 50 respektive 60 elbussar.

Antal elbussar	Effekt som krävs [kW]	Energi som behöver tillföras (lunchtoppen) [kWh]	Storlek på batteri [kW/kWh]
50	2 150	11 800	6 560/13 110
60	2 750	15 100	8 390/16 780

4.4.2 Gasmotor med generator

För att möta effektbehovet vid den nya bussdepån skulle en biogasmotor och en generator kunna installeras vid depån. Motorn kan köras på den fordonsgas som kommer i pipeline från Kungsängens gård till bussdepån. Eftersom en biogasmotor inte bör utsättas för frekventa start och stopp bör den köras kontinuerligt under uppvärmningsperioden och stå avstängd under perioden utan uppvärmning. Mängden energi som motorerna producerar och konsumerar under uppvärmningsperioden (229 dagar) presenteras i Tabell 4.8.

Den el som produceras via förbränning av biogas är dyrare än den el som kan köpas från elnätet. Det gör det önskvärt att bussdepån använder all el som produceras av motorn, för att på så sätt undvika att sälja ut el på nätet. Gasmotorn bör därför dimensioneras efter den lägsta lasten under uppvärmningsperioden, vilket är 580 kW. Det finns möjlighet att reglera en gasmotor, vilket gör att den kan leverera 580 kW trots att maxeffekten är något högre. Verkningsgraden blir dock lägre om motorn regleras ned för mycket [40]. Även slitaget ökar vid frekvent reglering av motorn. Med anledning av detta undersöktes en gasmotor på 330 kW (JMC 208) [72], samt en på 637 kW (JMC 312) [73]. En liten gasmotor klarar av att försörja bussdepån för ett scenario med upp till 12 elbussar. En stor gasmotor kan försörja bussdepån för ett scenario med upp till 20 elbussar. En annan anledning till att gasmotorn inte bör överdimensioneras är att den utöver el även producerar värme. Kan värmen inte användas måste den kylas bort, vilket kräver ett kyltorn eller liknande. Ett kyltorn medför en ökad investeringskostnad och skulle kräva mer yta.

Tabell 4.8. Specifikationer för de två gasmotorerna.

	JMC 208	JMC 312
Max effekt, el [kW]	330	637
Verkningsgrad el [%]	38,7	40,3
Verkningsgrad, värme [%]	46,9	43,2
Elproduktion [MWh]	1 810	3 500
Värmeproduktion [MWh]	2 200	3 750
Gaskonsumtion [MWh]	4 690	8 690
Kostnad el (utan värmeåtervinning) [kr/kWh]	2,67	2,56
Kostnad el (100 % värmeåtervinning) [kr/kWh]	1,75	1,75

Baserat på värdena i Tabell 4.8 är skillnaderna mellan de två gasmotorerna relativt små om man bortser från storleken på dem. Vid 100 % värmeåtervinning är kostnaden för den producerade elen lika stor om värmen värderas till samma pris som fjärrvärmen skulle göra, det vill säga 0,76 kr/kWh (se avsnitt 3.8.2).

Tabell 4.9 innehåller systemverkningsgraden för olika busstyper baserat på vilket bränsle de drivs på. En biogasbuss har en systemverkningsgrad på cirka 7–13 %, vilket innefattar förluster i förbränningsmotor, hjälpsystem, transmission och bromsar, [74]. Det innebär att upp till 93 % av gasens energi blir till värmeförluster innan den resterande energin kan nyttjas som rörelseenergi för framdrivning av bussen. Den övre gränsen för systemverkningsgraden för en gasbuss, 13 %, är baserad på Scantias nya energieffektiva gasmotor med en verkningsgrad på cirka 34 % [74]. En elbuss har en systemverkningsgrad på cirka 47 % [74]. Det innebär att nästan hälften av den el som går in i laddaren blir till faktisk rörelseenergi.

Tabell 4.9. Systemverkningsgraden för olika busstyper och drivmedel.

Systemverkningsgrad, elbuss [74]	47 %
Systemverkningsgrad, gasbuss [74]	7 – 13 %
Systemverkningsgrad, biogasmotor tillsammans med elbuss*	19 – 40 %

*För mer utförliga beräkningar se avsnitt 7.7 i Appendix.

I ett scenario där en elbuss drivs av el från en biogasmotor blir systemverkningsgraden för biogasmotorn kombinerat med en elbuss 19 %. Finns det möjlighet att få fullständig avsättning för den värme som produceras av biogasmotorn blir verkningsgraden för biogasmotorn 85 % (se Tabell 4.8), vilket leder till en systemverkningsgrad på 40 % för elbussen kombinerat med biogasmotorn.

4.4.3 Koppla ihop stadsbussdepån med regionbussdepån

Den nya stadsbussdepån byggs precis bredvid regionbussdepån, se Figur 4.13. Depåerna kommer att ha samma ägare men olika fastighetsbeteckning. Regionbussdepån har en anslutningseffekt på 1600 kW. Maximalt effektuttag är dock bara cirka 300 kW, vilket innebär att anslutningseffekten är överdimensionerad. Anledningen till att effektuttaget är lägre än vid stadsbussdepån är dels att antalet regionbussar är färre, dels att bussarna värms med fjärrvärme och inte elpatroner.



Figur 4.13. Karta över det område där regionbussdepån är placerad och där den nya stadsbussdepån byggs.

Skulle det vara möjligt att koppla ihop de två depåerna med varandra skulle stadsbussdepån, rent teoretiskt, kunna använda cirka 1300 kW av den effekt som finns tillgänglig vid regionbussdepån. I praktiken innebär en ihopkoppling att det läggs en kabel mellan de två depåerna. Huruvida detta är möjligt att genomföra, både praktiskt och juridiskt, diskuteras i avsnitt 5.2.3. En ihopkoppling skulle dock inte bidra till att minska problemet med kapacitetsbrist i Uppsala.

4.4.4 Tekniska lösningar för olika elbussscenarion

Av de tekniska lösningarna som utreddes mer noggrant är det ingen lösning som på egen hand kan tillgodose den effekt och energi som krävs vid bussdepån för att scenario med 60 elbussar. I ett sådant scenario kommer det att krävas en kombination av olika lösningar. Tabell 4.10 innehåller en sammanfattning av de tekniska lösningarna som

anses möjliga för olika elbussscenarion. Alternativ 3, vilket är en batterilösning, är som tidigare nämnt inte en möjlig lösning för 50 och 60 elbussar. Anledningen till att det inte är tekniskt genomförbart är att det inte finns utrymme att ladda upp batterierna under den tid då lasten vid depån är låg. Hade nätägaren tillåtit ett högre effektuttag nattetid hade det varit tekniskt genomförbart, vilket är anledningen till att lösningen ändå undersöktes.

Tabell 4.10. Sammanställning över möjliga lösningar för att tillgodose effekt- och energibehovet vid den nya stadsbussdepån. Batteristorlekarna som anges är den totala storleken mätt i kWh.

Antal elbussar	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4
0	-	-	-	-
12	Liten gasmotor*	-	Batteri (500 kWh)	Ihopkoppling
20	Liten gasmotor* + batteri (900 kWh)	Stor gasmotor**	Batteri (2 700 kWh)	Ihopkoppling
30	Liten gasmotor* + batteri (3 900 kWh)	Stor gasmotor** + batteri (2 100 kWh)	Batteri (6 100 kWh)	Ihopkoppling
60	Liten gasmotor* + batteri (14 600 kWh)	Stor gasmotor** + batteri (12 500 kWh)	Batteri (16 800 kWh)	Ihopkoppling + batteri (8 100 kWh)

* Liten gasmotor = 330 kW_{el}

** Stor gasmotor = 637 kW_{el}

4.5 Livscykelkostnadsanalys

Vid beräkning av LCC-kostnaderna undersöktes fyra elbussscenarion; 12, 20, 30 och 60 elbussar.

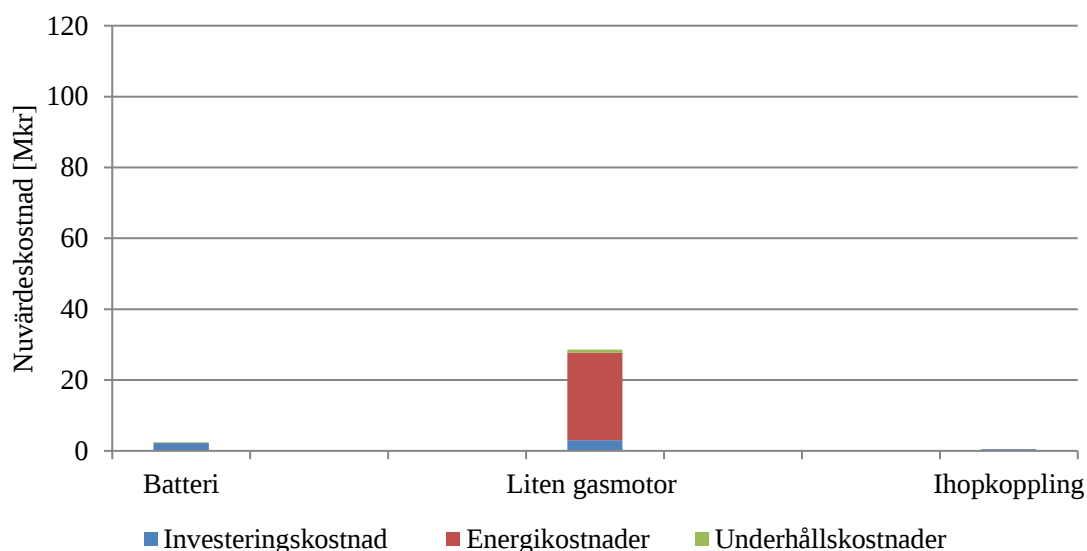
4.5.1 12 elbussar

För ett scenario med 12 elbussar krävs det en teknisk lösning som kan leverera 200 kW (se Tabell 4.4). Under perioden utan uppvärmning av bussar krävs det ingen teknisk lösning, eftersom effektbehovet är inom ramen för det begränsade effektuttag som godkänts. Tabell 4.11 visar vilka tekniska lösningar som är möjliga för ett scenario med 12 elbussar. Eftersom en liten gasmotor är tillräckligt för att leverera den effekt som saknas undersöktes inte en stor gasmotor. För att möjliggöra försörjning av 12 elbussar behöver en investering göras under år 2021.

Tabell 4.11. Sammanställning över möjliga lösningar för att effekt- och energiförsörja 12 elbussar, samt vilket år investeringarna sker.

Teknisk lösning	2021
Batteri	500 kWh
Liten gasmotor	330 kW
Ihopkoppling	1 300 kW

Enligt Figur 4.14 är en gasmotor den lösning som har högst nuvärdeskostnader. Därefter följer batterilösningen. Ihopkoppling är den lösning som har lägst nuvärdeskostnader.



Figur 4.14. Nuvärdeskostnaderna för olika tekniska lösningar för ett scenario med 12 elbussar.

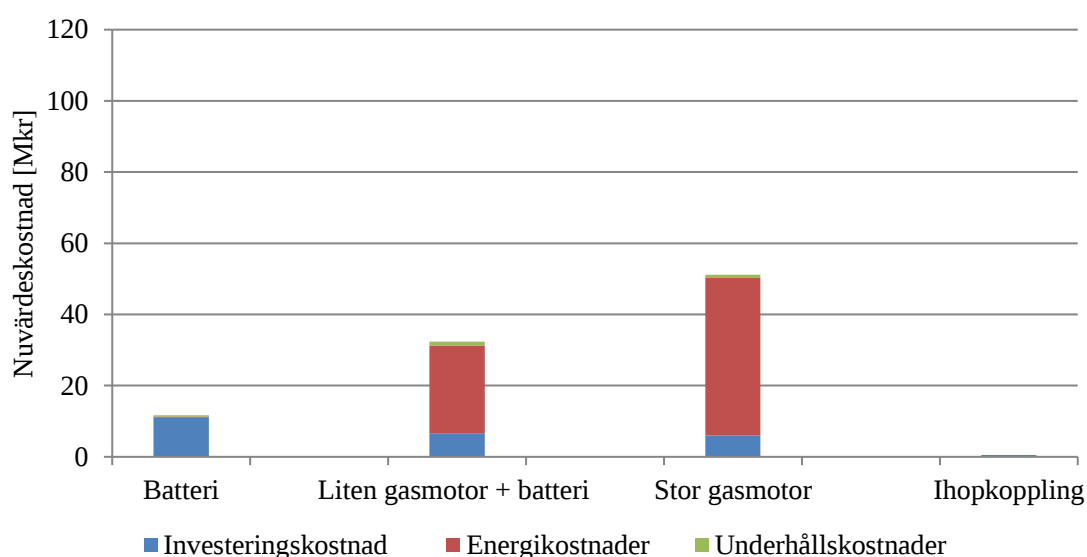
4.5.2 20 elbussar

För ett scenario med 20 elbussar krävs det en teknisk lösning som kan leverera 600 kW (se Tabell 4.4). Under perioden utan uppvärmning av bussar krävs det ingen teknisk lösning eftersom effektbehovet är inom ramen för det begränsade effektuttag som godkänts. Tabell 4.12 visar vilka tekniska lösningar som är möjliga för ett scenario med 20 elbussar, samt när investeringarna sker. För batterilösningen och den lilla gasmotorn kombinerat med batteri sker investeringen i två steg, medan den stora gasmotorn och ihopkoppling bara kräver en investering var.

Tabell 4.12. Sammanställning över möjliga lösningar för att effektförsörja 20 elbussar, samt vilket år investeringarna sker.

Teknisk lösning	2021	2022 [kWh]
Batteri	500 kWh	2 200
Liten gasmotor + batteri	330 kW	900
Stor gasmotor	637 kW	-
Ihopkoppling	1 300 kW	-

Enligt Figur 4.15 är en stor gasmotor den lösning som har högst nuvärdeskostnader, sedan kommer en liten gasmotor kombinerat med ett batteri. Därefter följer en batterilösning. Ihopkoppling är den lösning som har lägst nuvärdeskostnader.



Figur 4.15. Nuvärdeskostnaderna för olika tekniska lösningar för ett scenario med 20 elbussar.

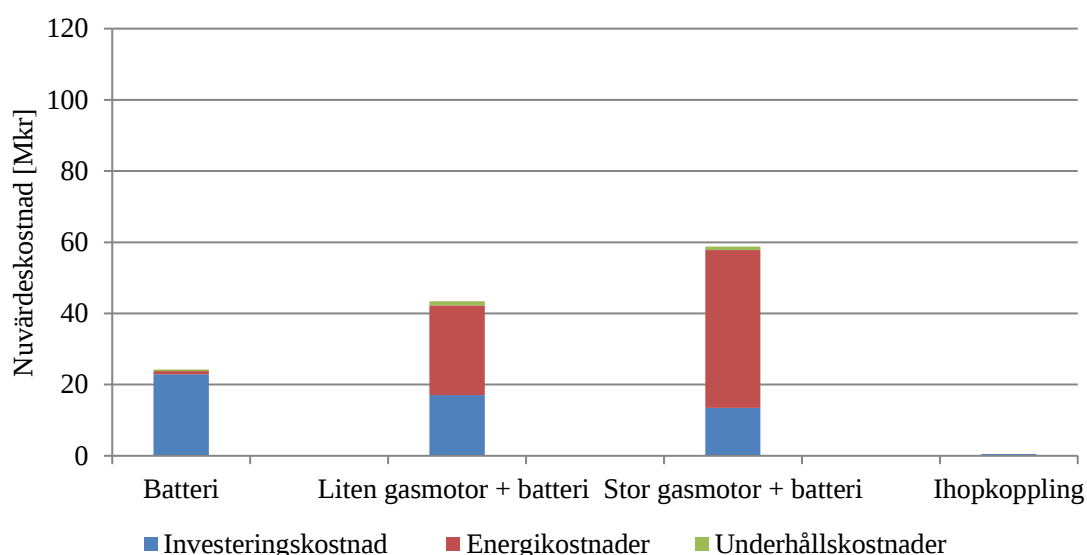
4.5.3 30 elbussar

För ett scenario med 30 elbussar krävs det en teknisk lösning som kan leverera cirka 1 100 kW (se Tabell 4.4). Under perioden utan uppvärmning av bussar krävs det att den tekniska lösningen kan leverera cirka 550 kW (se Tabell 4.4). Tabell 4.13 visar vilka tekniska lösningar som är möjliga för ett scenario med 30 elbussar, samt när investeringarna sker. Antalet investeringar som krävs varierar mellan en och tre. Både den lilla och den stora gasmotorn körs endast under uppvärmningsperioden. De batterier som kompletterar gasmotorerna måste alltså klara av att möta effektbehovet under perioden utan uppvärmning.

Tabell 4.13. Sammanställning över möjliga lösningar för att effektförsörja 30 elbussar, samt vilket år investeringarna sker.

Teknisk lösning	2021	2022 [kWh]	2024 [kWh]
Batteri	500 kWh	2 200	3 400
Liten gasmotor + batteri	330 kW	900	3 000
Stor gasmotor + batteri	637 kW	-	2 100
Ihopkoppling	1 300 kW	-	-

Enligt Figur 4.16 är en stor gasmotor kombinerat med ett batteri den lösning som har högst nuvärdeskostnader, sedan kommer en liten gasmotor med batteri. Därefter följer en batterilösning. Ihopkoppling är den lösning som har lägst nuvärdeskostnader.



Figur 4.16. Nuvärdeskostnaderna för olika tekniska lösningar för ett scenario med 30 elbussar.

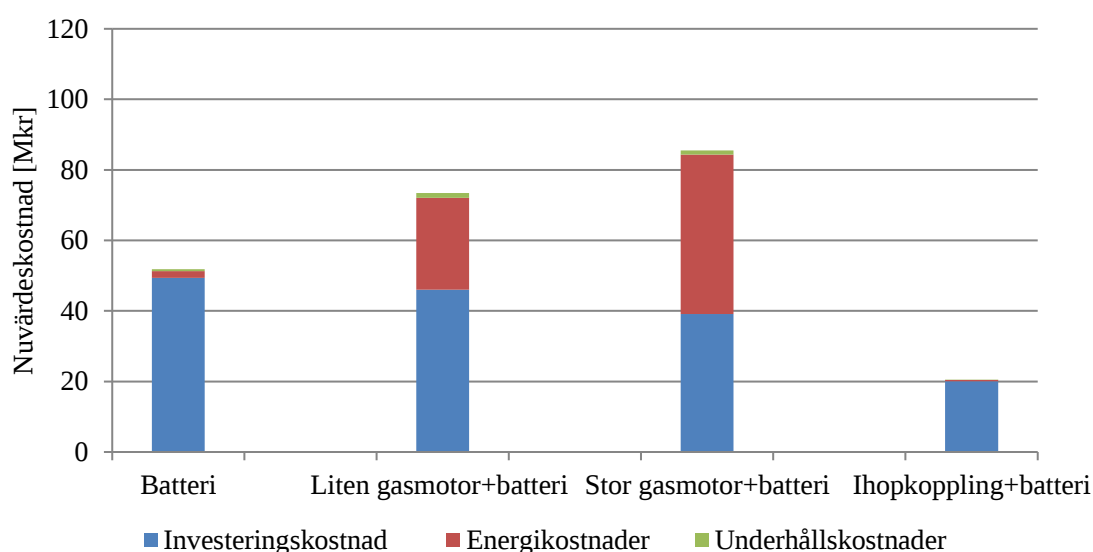
4.5.4 60 elbussar

För ett scenario med 60 elbussar krävs det en teknisk lösning som kan leverera cirka 2 700 kW (se Tabell 4.4). Under perioden utan uppvärmning av bussar krävs det att den tekniska lösningen kan leverera cirka 2 280 kW (se Tabell 4.4). Tabell 4.14 visar vilka tekniska lösningar som är möjliga för att tillgodose effekt- och energibehovet i ett scenario med 60 elbussar, samt när investeringarna sker. Antalet investeringar som krävs varierar mellan fyra och sex. Både den lilla och den stora gasmotorn körs endast under uppvärmningsperioden. De batterier som kompletterar gasmotorerna måste alltså klara av att möta effektbehovet under perioden utan uppvärmning.

Tabell 4.14. Sammanställning över möjliga lösningar för att effektförsörja 60 elbussar, samt vilket år investeringarna sker.

Teknisk lösning	2021	2022 [kWh]	2024 [kWh]	2027 [kWh]	2029 [kWh]	2030 [kWh]
Batteri	500 kWh	2 200	3 400	3 400	3 600	3 700
Liten gasmotor + batteri	330 kW (gasmotor)	900	3 000	4 300	3 600	3 700
Stor gasmotor + batteri	637 kW (gasmotor)	-	2 100	3 100	3 600	3 700
Ihopkoppling + batteri	1300 kW	-	-	1 400	3 100	3 600

Enligt Figur 4.17 är en stor gasmotor kombinerat med ett batteri den lösning som har högst nuvärdeskostnader, sedan kommer en liten gasmotor med batteri. Därefter följer en batterilösning. En batterilösning är dock endast möjlig om nätägaren tillåter ett ökat effektuttag, 5,4 istället för 4 MW, under nattetid. Ihopkoppling kombinerat med batteri är den lösning som har lägst nuvärdeskostnader.



Figur 4.17. Nuvärdeskostnaderna för olika tekniska lösningar för ett scenario med 60 elbussar.

4.6 Känslighetsanalys

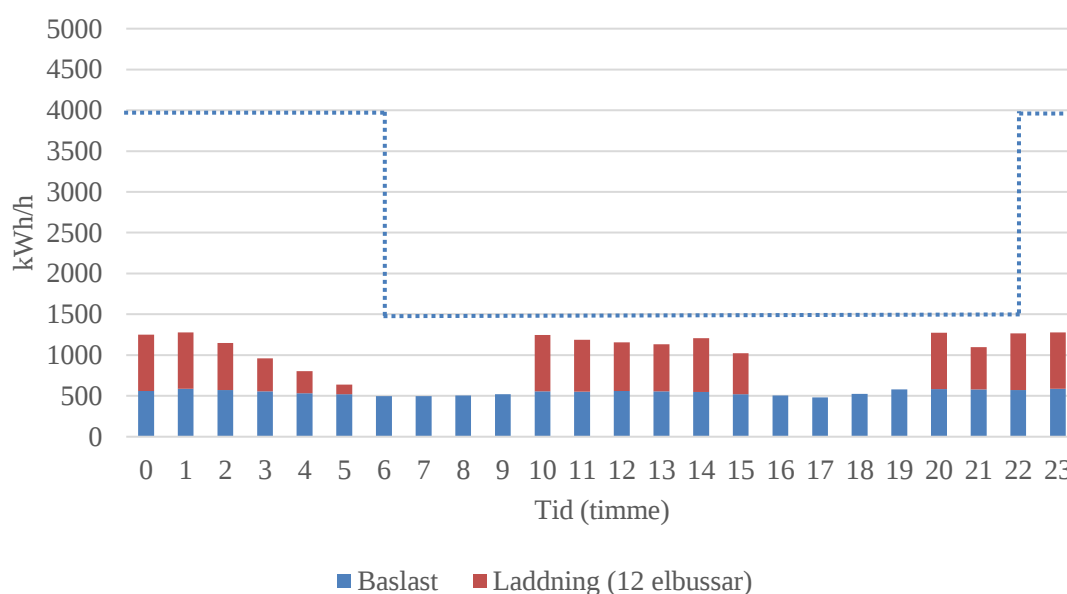
Nedan presenteras resultatet från den känslighetsanalys som genomfördes. I avsnitt 4.6.1 presenteras resultatet från när parametern ”typ av uppvärmning” varierades. Avsnitt 4.6.2 visar hur nuvärdeskostnaderna för de två gasmotorerna förändras om spillvärmen från motorerna kan tas tillvara för att värma stadsbussdepån och regionbussdepån. Avsnitt

4.6.3 redovisar hur nuvärdeskostnaderna för en batterilösning förändras om batteripriset antas vara konstant.

4.6.1 Effektbehov med en annan typ av uppvärmning

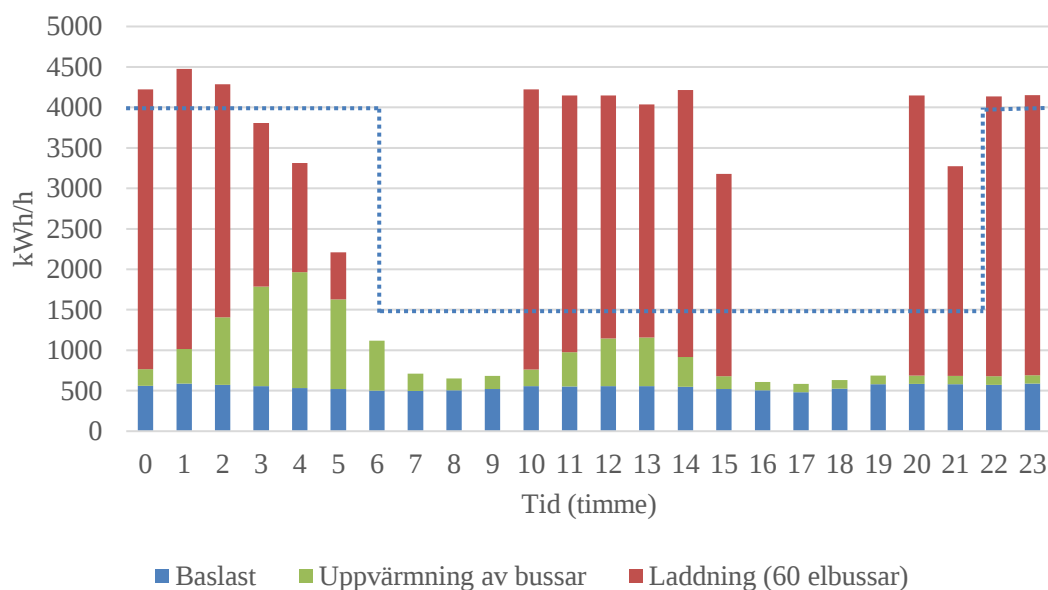
Enligt grundantagandet kommer alla bussar vid den nya stadsbussdepån att värmas upp med elpatroner, vilket innebär ett effektbehov på 10,5 kW per buss. I känslighetsanalysen antogs det att en annan typ av uppvärmning, antingen fjärrvärme eller spillvärme, användes. Det innebär att effektbehovet för eluppvärmning är lika med noll.

Skulle alla bussar vid den nya stadsbussdepån värmas upp med antingen fjärrvärme eller spillvärme skulle effektbehovet för höglastscenariot, 12 elbussar inkluderat, se ut enligt Figur 4.18. Detta kan jämföras med Figur 4.5, som visar effektbehovet för höglastscenariot med eluppvärmning. Figur 4.18 visar att effektbehovet är mindre än 1,5 MW för ett scenario med 12 elbussar. Om en annan typ av uppvärmning används krävs det alltså ingen teknisk lösning för att klara av att introducera 12 elbussar. Vid 20 elbussar skulle dock en överträdelse ske trots att en annan typ av uppvärmning används (se Appendix, Figur 7.5).



Figur 4.18. Det uppskattade effektbehovet vid den nya depån för höglastscenariot med 12 elbussar, eluppvärmning exkluderat.

För höglastscenariot med 60 elbussar står uppvärmningen av bussar med elpatron (grön stapel) för en liten del av effektbehovet vid de kritiska tidpunkterna, vilket kan ses i Figur 4.19. Det är istället laddning av elbussar som har störst inverkan på effekttopparna.



Figur 4.19. Det uppskattade effektbehovet vid den nya depån för ett höglastscenario med 60 elbussar, eluppvärmning av bussar inkluderat.

I Tabell 4.15 redovisas hur mycket energi som används för att värma upp samt ladda bussarna årligen. Tabellen visar att andelen elenergi som används för att ladda bussarna är större än mängden elenergi som används för att värma bussarna med elpatron. För ett scenario med 60 elbussar går 76 % av den årliga energianvändningen vid depån åt till att ladda bussarna och 4 % går åt till att värma upp bussarna. För årlig energianvändning, se Tabell 4.5.

Tabell 4.15. Sammanställning över hur mycket elenergi som används till baslast, uppvärmning av bussar och laddning av elbussar under ett år.

Antal elbussar	Baslast [MWh] (% av totalen)	Uppvärmning [MWh], (% av totalen)	Laddning [MWh], (% av totalen)
0	4 110 (81)	940 (19)	0 (0)
12	4 110 (49)	950 (11)	3 260 (39)
30	4 110 (31)	970 (7)	8 150 (62)
60	4 110 (19)	1 000 (5)	16 300 (77)

4.6.2 Användning av spillvärme

I Tabell 4.16 redovisas värmebehovet vid den nya stadsbussdepån och regionbussdepån, samt det totala värmebehovet för båda depåerna. I regionbussdepåns värmebehov ingår uppvärmning av bussar med fjärrvärme.

Tabell 4.16. Sammanställning av värmebehovet vid den nya stadsbussdepån och regionbussdepån, samt det totala värmebehovet för båda depåerna.

Period	Fjärrvärmebehov stadsbussdepån	Fjärrvärmebehov regionbussdepån	Totalt värmebehov
Helår	780 MWh	1 430 MWh	2 210 MWh
Uppvärmningsperiod	670 MWh	1 250 MWh	1 920 MWh

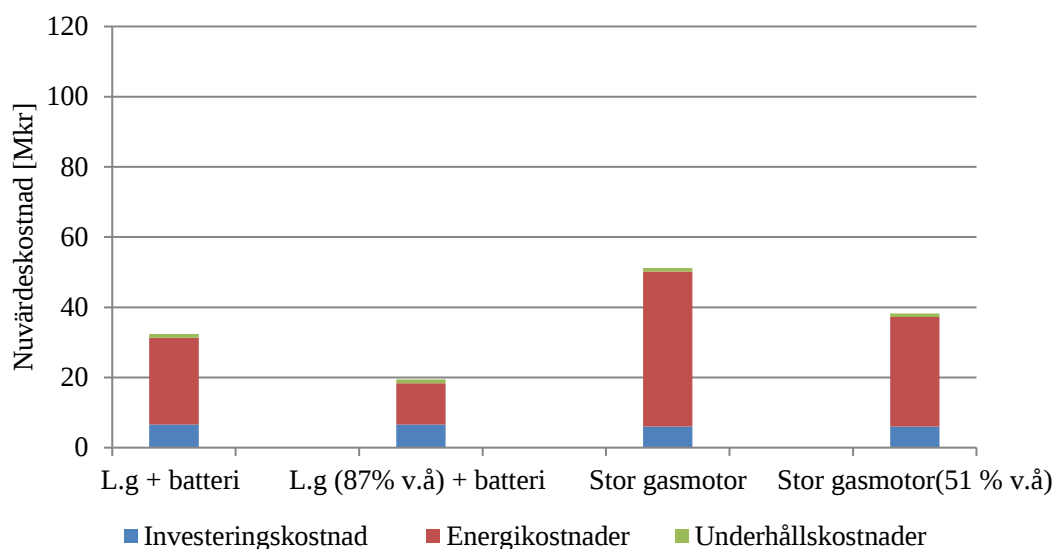
Några av de tekniska lösningarna som undersöktes inkluderar en gasmotor. När en gasmotor används produceras värme. Enligt tidigare resultat, se Tabell 4.8, är det viktigt att spillvärmen kan tas tillvara för att förbättra den ekonomiska kalkylen. Tabell 4.17 redovisar hur stor del av den värme som produceras som kan användas för de två gasmotorerna som undersöktes.

Tabell 4.17. Sammanställning över hur mycket värme de två gasmotorerna producerar, samt hur stor andel av denna värme som kan tas tillvara för uppvärmning av stads- och regionbussdepån.

Typ	Värmeproduktion [MWh]*	Andel som kan värmeåtervinnas [%]
JMC 208	2 200	87
JMC 312	3 750	51

*Mängden nyttig värme, d.v.s. den värme som kan tas tillvara, som produceras under uppvärmningsperioden.

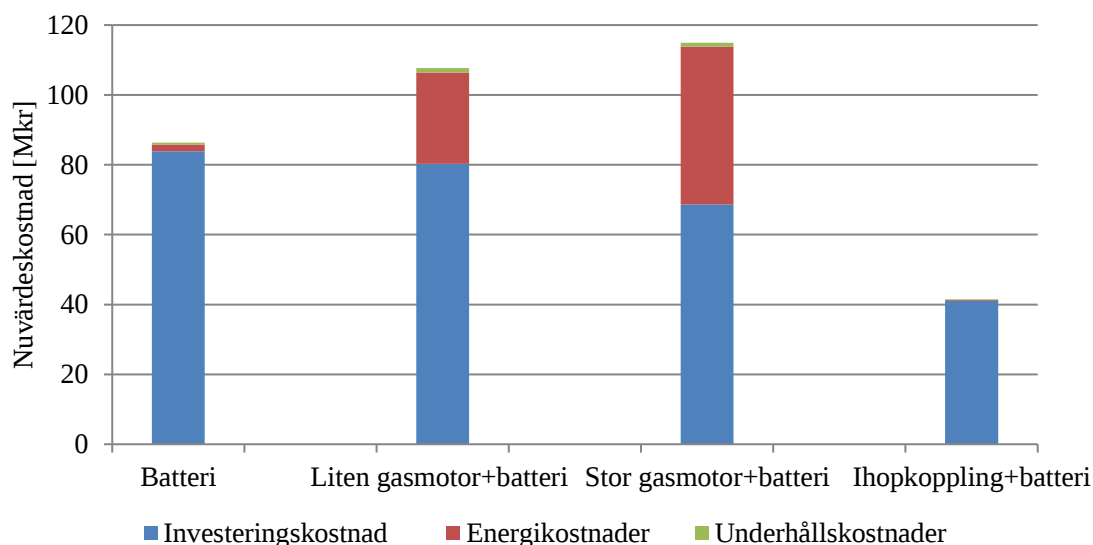
Figur 4.20 visar en jämförelse av nuvärdeskostnaderna när spillvärmen från motorerna kan användas för att tillgodose stadsbussdepåns och regionbussdepåns värmebehov. Enligt figuren påverkas kostnaderna markant av värmeåtervinning.



Figur 4.20. Jämförelse av nuvärdeskostnaderna för två typer av gasmotorer, med och utan värmeåtervinning, för ett scenario med 20 elbussar. L.g = liten gasmotor och v.å = värmeåtervinning.

4.6.3 Oförändrat batteripris

Figur 4.21 visar nuvärdeskostnaderna för de olika lösningarna för ett scenario med 60 elbussar. För ett scenario med 60 elbussar innehåller alla möjliga lösningar ett batteri. I de tidigare resultaten, se Figur 4.17, antogs batteripriset vara 5 000 kr/kWh år 2019 och sjunka med 7 % varje år fram till år 2030. I Figur 4.21 antogs ingen prisminskning, vilket resulterade i ett oförändrat batteripris på 5 000 kr/kWh fram till år 2030. Enligt figuren är skillnaden i nuvärdeskostnad mellan den lösning som innehåller en gasmotor kombinerat med ett batteri och en batterilösning mindre jämfört med ursprungsfallet i Figur 4.17.



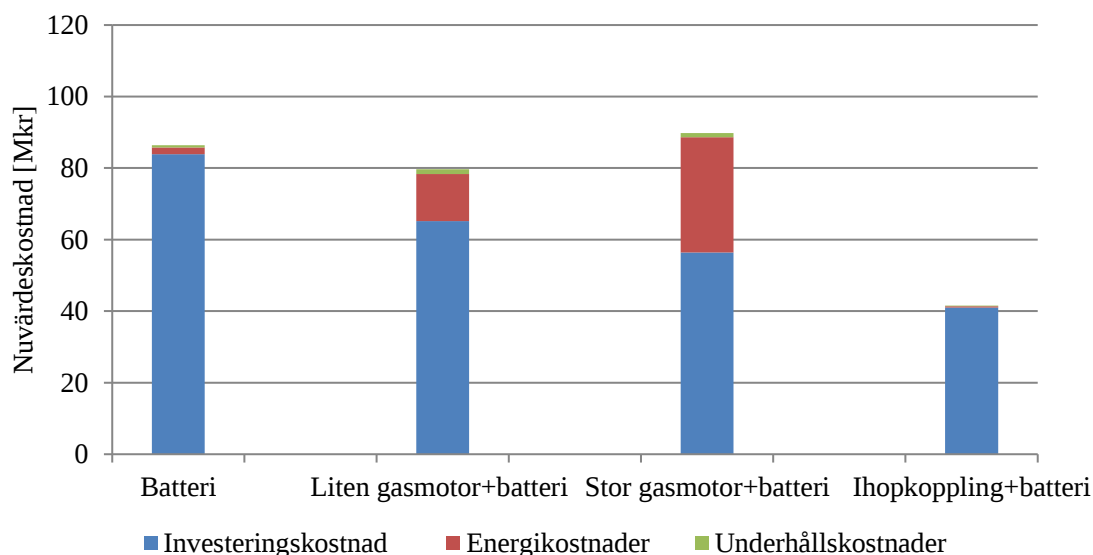
Figur 4.21. Nuvärdeskostnaderna för de olika lösningarna för ett scenario med 60 elbussar. Batteripriset antogs vara konstant mellan år 2019 och 2030.

Tabell 4.18 visar att kostnaderna ökar med 35–102 % jämfört med ursprungsfallet, då batteripriserna sjönk 7 % per år. Lösningen *Ihopkoppling + batteri* ökar mest. Anledningen är att investeringar i batteri sker nära år 2030, vilket innebär att en förändring i batteriprisutvecklingen ger stort utslag.

Tabell 4.18. Hur nuvärdeskostnaderna förändras för de olika lösningarna för ett scenario med 60 elbussar där batteripriset antogs vara konstant.

Lösning	Ökning av nuvärdeskostnader
Batteri	67 %
Liten gasmotor + batteri	47 %
Stor gasmotor + batteri	35 %
Ihopkoppling + batteri	102 %

Figur 4.22 visar nuvärdeskostnaderna för 60 elbussar då batteripriset är konstant (5 000 kr/kWh) samtidigt som gasmotorerna får avsättning för sin värme. I detta scenario blir den lösning som innehåller en liten gasmotor billigare än en ren batterilösning. Lösningen med en stor gasmotor är fortfarande något dyrare än en ren batterilösning. En batterilösning för 60 elbussar är, som nämnts tidigare, endast möjlig om nätägaren tillåter en utökad anslutningseffekt.



Figur 4.22. Nuvärdeskostnaderna för de olika lösningarna för ett scenario med 60 elbussar. Batteripriset antogs vara konstant mellan år 2019 och 2030. För den lilla gasmotorn antogs en värmeåtervinning på 87 % och för den stora 51 %.

5. Diskussion

I det här kapitlet diskuteras de resultat som presenteras i kapitel 4. I avsnitt 5.1 diskuteras hur laddning och uppvärmning av bussar påverkar effektbehovet vid den nya stadsbussdepån. I avsnitt 5.2 diskuteras de olika tekniska lösningarna och i avsnitt 5.3 hur ett förändrat elpris påverkar de tekniska lösningarna.

Vid en bedömning av huruvida Uppsala borde satsa på elbussar eller inte krävs en analys av vilka för- och nackdelar elbussar kan bidra med. En introduktion av elbussar i Uppsala skulle innebära merkostnader för att kunna tillgodose den effekt och energi som saknas för att kunna ladda elbussarna vid depån. Fler elbussar leder till högre effektbehov och ökade merkostnader. Samtidigt skulle en elektrifiering av stadsbusstrafiken medföra en mer energieffektiv kollektivtrafik, med minskade utsläpp och bullernivåer.

5.1 Uppvärmning och laddning av elbussar

För att elbussarna ska kunna användas tillräckligt många timmar under en dag krävs det att de återvänder till depån mitt på dagen för att laddas. Enligt resultaten i Figur 4.1 är det också då som de högsta effekttopparna inträffar. Laddbehovet mitt på dagen är alltså dimensionerande för hur mycket effekt och energi en teknisk lösning måste kunna tillföra.

Om elbussarnas batterier skulle kunna användas i större utsträckning, exempelvis inom intervallet 10–95 % istället för 20–80 %, skulle bussarna kunna köras fler timmar utan att laddas. Samma sak gäller om batteriets totala storlek skulle öka, vilket är ett troligt framtidsscenario. Det är alltså möjligt att elbussarna i framtiden inte kommer att behöva återvända till depån för att ladda mitt på dagen. Ett sådant scenario skulle, förutom att minska effekttoppen mitt på dagen, minska de kostnader som uppstår när bussen körs tom till och från depån. Å andra sidan återvänder redan i dagsläget cirka 40 bussar till depån på vardagar med anledning av att det är färre turer mitt på dagen. Skulle de bussar som återvänder vara elbussar skulle det inte innebära några merkostnader så länge antalet elbussar är färre än 40.

Om elbussarna klarar av att köra hela dagen utan att återvända till depån innebär det ett minskat energibehov vid depån, vilket framförallt påverkar kostnaden för en batterilösning. Däremot skulle effekttoppen vid klockan 19–20, se Figur 4.1, fortfarande vara nästan lika stor som den vid lunch, vilket innebär att den tekniska lösningen fortfarande skulle behöva leverera en hög effekt. Anledningen till att effekttoppen på kvällen uppkommer är att elbussarna måste påbörja sin laddning runt 19–20 för att hinna bli fulladdade till morgonen. Det laddningsschema som antogs är baserat på att en laddare laddar tre bussar. Hade de varit möjligt att använda fler laddare (en per buss) hade det tagit cirka 4 timmar att ladda en buss. Laddningen hade därmed kunnat påbörjas efter klockan 22, då det tillåtna effektuttaget ökar. Detta hade dock medfört högre laddningseffekter under natten. Med den nuvarande effektbegränsningen på 4 MW skulle det finnas utrymme att ladda cirka 20 bussar nattetid, vid ett större antal bussar skulle effektbegränsningarna överskridas.

Vid beräkning av elbussarnas räckvidd, se avsnitt 3.5.6, antogs bussarna ha en energianvändning på i snitt 2 kWh/km. Samma energianvändning antogs året runt, vilket troligtvis inte stämmer överens med verkligheten. Under studiebesöket i Eskilstuna berättade Mathias Hjelte att deras elbussar ökade sin energianvändning med cirka 20 % vintertid, trots att bussarna värms via tilläggsvärmning [35]. Den ökade energianvändningen beror bland annat på ökad friktion från vägbanan och lägre temperaturer. Dessutom drivs cirkulationspumparna som används för värme av el. Under sommarhalvåret är det alltså troligt att elbussarna kommer att kunna köras längre än under vintertid. Skulle det dessutom vara så att uppvärmning av bussen under körning sker från batteriet hade energianvändningen vintertid varit ännu större. Bussarnas räckvidd och laddbehov är alltså beroende av årstid och väderlek, samt hur elbussen värms under körning. Hur bussen värms upp under körning är därmed en viktig parameter att beakta vid upphandling av elbussar.

Hur bussarna värms upp vid depån innan avgång har också betydelse för hur effektbehovet vid den nya depån ser ut. Resultatet från känslighetsanalysen visar att parametern är avgörande för ett scenario med 12 elbussar: med eluppvärmning överskrider det begränsade effektuttaget med som mest 204 kW; utan eluppvärmning överskrider det inte alls. När antalet elbussar växer minskar dock betydelsen. Figur 4.19 visar att det för 60 elbussar inte längre är avgörande vilken typ av uppvärmning som används, då är det istället laddningen som är avgörande för hur stort effektbehovet blir.

5.2 Tekniska lösningar

De olika tekniska lösningarna som utreddes har olika egenskaper som gör dem mer eller mindre lämpliga att använda. I följande avsnitt diskuteras de tekniska lösningarna och vilka för- och nackdelar de kan bidra med utöver att leverera effekt och energi.

5.2.1 Biogasmotor med generator

När en biogasmotor används produceras stora mängder värme. Om det vore möjligt att få avsättning för värmen skulle det påverka lönsamheten för en gasmotor. Den största vinsten uppnås om värmen kan användas lokalt, och på så vis minska behovet av fjärrvärme. Det skulle ge en besparing på 755 kr/MWh, baserat på det beräknade fjärrvärmepriset för perioden med uppvärmning (se avsnitt 3.8.2). Ett alternativ är att skicka ut spillvärmen på fjärrvärmenätet. Gasmotorerna har en jämn värmeproduktion och är tänkt att användas främst under den kalla perioden av året. Vattenfall, vilka levererar fjärrvärme i området, kan tänka sig att köpa eventuell överskottsvärme för uppskattningsvis 200 kr/MWh, vilket motsvarar deras produktionskostnad för värme [5, 75]. De största besparingarna uppnås alltså om värmen används lokalt, och inte säljs ut på fjärrvärmenätet.

Ett dilemma som uppstår för en lösning med en biogasmotor är huruvida det är rimligt att bränna fordonsgas av hög kvalitet för att tillverka el till elbussar. Den gas som bränns skulle istället kunna användas i biogasbussar, vilket gör omvägen via el för framdrift

omotiverad. I Tabell 4.9 redovisas systemverkningsgraden för olika busstyper. Av tabellen framgår det att det är mer energieffektivt att bränna fordonsgas i en biogasmotor för att ladda och driva en elbuss än att använda gasen direkt i en gasbuss. Det beror dels på att verkningsgraden i en biogasmotor är högre än i en gasbuss, dels på att systemverkningsgraden för en elbuss är förhållandevis hög jämfört med en gasbuss.

Som nämnts tidigare blir alltså systemverkningsgraden för en biogasmotor betydligt högre om det finns avsättning för värmen. Utöver att värma lokalerna vid den nya stadsbussdepån samt regionbussdepån skulle det också vara möjligt att värma stadsbussarna med spillvärmen från gasmotorn. Skulle stadsbussarna värmas med spillvärme skulle det leda till ett ökat värmebehov på cirka 900 MWh. Det innebär att den lilla gasmotorn skulle uppnå en värmeåtervinningsgrad på 100 % och den stora gasmotorn 76 %. Skulle spillvärme användas till uppvärmning av bussarna skulle effektbehovet vid den nya depån minska, eftersom spillvärmen ersätter den eluppvärmning som planeras.

Ekonomi för att drifta en gasmotor skulle förbättras om det var möjligt att minska produktionen under de perioder på dygnet då lasten vid depån är låg. I beräkningarna för gasmotorn antogs det att motorn går kontinuerligt och alltså inte regleras. Enligt Magnus Källmark, som har erfarenhet av att drifta biogasmotorn i Lövsta, är det möjligt att reglera motorn. Det medför dock ett ökat slitage och en försämrad verkningsgrad [40]. Skulle gasmotorn regleras så att den i snitt gick på 60 % av installerad maxeffekt skulle nuvärdeskostnaderna för energin sjunka med cirka 40 %. Enligt Figur 4.17 står energikostnaderna för en betydande del av de totala livscykelkostnaderna för en gasmotor, speciellt för den stora gasmotorn. Minskade energikostnader skulle dock inte leda till att en lösning med en gasmotor skulle bli billigare än en batterilösning. I det fall då batteripriset antogs vara oförändrat, se Figur 4.24, skulle dock minskade energikostnader för gasmotorn innebära att en stor gasmotor i kombination med ett batteri skulle vara en billigare lösning än bara batterier.

En fördel med att placera en biogasmotor vid depån är att den genererar el lokalt. Det innebär att gasmotorn skulle kunna agera reservkraft vid tillfällen då det krävs. I ett scenario där bussflottan består av en stor andel elbussar blir konsekvenserna av ett långvarigt strömavbrott omfattande. Denna risk lyfts bland annat fram i en rapport från Trafikförvaltningen i Stockholm län [8]. Finns det möjlighet att generera el lokalt minskar konsekvenserna av ett strömavbrott. Lokalt producerad el skulle exempelvis kunna möjliggöra drift av kompressorer, vilket skulle göra det möjligt att tanka biogasbussarna. För att klara av att drifta all den dagliga verksamheten vid depån skulle det dock krävas väldigt stora gasmotorer.

5.2.2 Batteri

En nackdel med en batterilösning är att den inte genererar någon el. Konsekvensen av detta är att lösningen på egen hand kan möjliggöra för maximalt 40 elbussar. Det beror på att det, med dagens effektbegränsningar, inte går att leverera tillräckligt mycket energi

från elabonnemanget. Ett batterilager skulle dock vara en möjlig lösning även för 60 elbussar om anslutningseffekten under nattetid kunde ökas till 5,4 MW.

Känslighetsanalysen i avsnitt 4.6.3 visar att batteriprisets utveckling framöver har stor påverkan på nuvärdeskostnaden för en teknisk lösning där batterier ingår. I ursprungsfallet antogs batteripriset sjunka med 7 % årligen, en siffra som baserades på en rapport från IRENA [57]. Rapporten från IRENA innehåller uppskattningar för hur batteripriserna för olika typer av batterier kommer att utvecklas till 2030. I rapporten framhålls det dock att det finns en stor osäkerhet kring hur priset på batterier kommer att utvecklas, vilket är anledningen till att en känslighetsanalys av batteripriset genomfördes. Ett möjligt scenario är att efterfrågan på batterier ökar så pass kraftigt de kommande åren att efterfrågan blir svår att möta. Det skulle kunna innebära att den prisnedgång som väntas inte sker.

En fördel med en batterilösning är att batterierna kan användas till mer än att möjliggöra integrering av elbussar. När solcellsanläggningen vid depån levererar mycket el, samtidigt som lasten vid depån är låg, kan batterierna laddas med solel. Solelproduktionen förväntas dock inte överstiga lasten under särskilt många timmar under ett år (se Figur 4.7).

Eventuellt kommer den planerade solcellsanläggningen vid stadsbussdepån utökas från 508 till 843 kW_p, vilket skulle öka möjligheten att ladda batterierna med solel [5]. En ihopkoppling med regionbussdepån skulle också öka möjligheten att ladda batterierna med solel. På regionbussdepån finns en solcellsanläggning på 408 kW_p. Sommartid är lasten vid regionbussdepån cirka 120 kW, vilket innebär att det finns tillfällen då solcellsanläggningen producerar mer el än vad som kan förbrukas. Nyttan med ett batterilager blir alltså som störst om det både kan användas för att möjliggöra elbussladdning under vintertid, samt för att ta tillvara den solel som produceras vid stadsbussdepån och regionbussdepån sommartid. En annan fördel med batterier är att de kan användas vid kortvariga strömbrott. Det förutsätter dock att batterierna är uppladdade vid tillfället då strömbrottet sker.

Något som kan påverka både nyttan av, samt kostnaden för, en batterilösning är att batterier i framtiden skulle kunna bidra med systemtjänster till elnätet [76]. Andelen energi som produceras från förnybara källor blir allt större. Mycket av den förnybara energin är väderberoende, vilket innebär att det inte går att styra produktionen på samma sätt som i mer traditionella kraftverk. För att säkerställa att spänningen och frekvensen i nätet är stabil kommer det att krävas flexibla komponenter, exempelvis batterilager, som kan bidra med nätstabilitet och balansering. I framtiden skulle det kunna vara möjligt att sälja en tjänst som ger nätägaren rätt att nyttja delar av batterilagrets kapacitet vid tidpunkter då det inte används. I dagsläget är det oklart hur stor inverkan detta skulle få på livscykelkostnaderna för en batterilösning.

De batterier som sitter i elbussarna förväntas ha en livslängd på cirka 10 år. Efter 10 år väntas kapaciteten i batteriet ha minskat så pass mycket att det inte längre bör användas i

bussen. Batteriet kan dock fortfarande användas i andra sammanhang, exempelvis som ett stationärt batterilager. I Göteborg pågår ett projekt där gamla uttjänta elbussbatterier används som energilager i en bostadsrättsförening [77]. Batterierna lagrar el som producerats med hjälp av solceller och används för att öka egenkonsumtionen och kapa effekttoppar. På liknande sätt skulle uttjänta elbussbatterier i Uppsala kunna användas i en batterilösning vid den nya stadsbussdepån, vilket skulle minska nuvärdeskostnaderna. Värt att nämna är dock att de första elbussarna väntas introduceras år 2021, vilket skulle innebära att de första elbussbatterierna är uttjänta först år 2031. Vid denna tidpunkt är det möjligt att stadsbussdepån redan har tillåtits utöka sin anslutningseffekt. Användning av gamla elbussbatterier bör alltså snarare ses som ett komplement till andra lösningar.

5.2.3 Ihopkoppling

Den lösning som har lägst nuvärdeskostnader är att koppla ihop stadsbussdepån och regionbussdepån. Huruvida det faktiskt vore genomförbart är något som måste utredas vidare. Om det är juridiskt möjligt eller inte beror på en rad olika faktorer [78]. Lagstiftningen kring icke koncessionspliktiga nät uppdateras för tillfället, vilket skulle kunna påverka möjligheterna för en sådan lösning [79].

Fördelarna med en ihopkoppling, förutom att kostnaderna är låga, är att det kan finnas synergier mellan depåerna. Regionbussdepån har, som tidigare nämnts, en solcellsanläggning på taket. Eftersom förbrukningen vid regionbussdepån är lägre än solcellsproduktion under vissa delar av året kan en ihopkoppling bidra till en ökad egenkonsumtion av den solceller som produceras vid de båda depåerna. En ihopkoppling skulle också möjliggöra att de två bussdepåerna kan dela på ett batterilager. Skulle ihopkopplingen ske med likströmsteknologi skulle det vara möjligt att styra effekttillförsel, vilket är en förutsättning för att undvika överträdelse av det begränsade effekttilltaget som tillåts [80]. Skulle inte likström användas skulle det inte gå att försäkra sig om att effekttilltaget sker vid region- eller stadsbussdepån, vilket skulle öka risken för en överträdelse av effektbegränsningen vid stadsbussdepån.

Att koppla ihop bussdepåerna är dock en unik lösning för stadsbussdepån i Uppsala och lösningen skulle troligtvis inte kunna tillämpas i samma utsträckning i andra städer. Det som möjliggör för ett ökat effekttilltag är regionbussdepåns överdimensionerade anslutningseffekt. Även det faktum att depåerna ligger grannar underlättar vid en ihopkoppling av fastigheterna. Skulle en ihopkoppling genomföras skulle det möjliggöra för cirka 30 elbussar i Uppsala. Lösningen skulle dock inte bidra till att minska problemet med kapacitetsbrist i staden, eftersom effekttilltaget inte minskas utan bara fördelas på två elnätsabonnemang istället för ett.

5.3 Förändrat elpris

Hur elpriset kommer utvecklas fram till 2030 är svårt att förutsäga. En förändring av det elpris som antogs skulle troligtvis påverka resultatet förhållandevis lite, eftersom livscykelkostnaderna som beräknades enbart innefattar de merkostnader som uppstår i

och med den tekniska lösning som väljs. De totala elkostnaderna vid depån skulle dock påverkas mycket av ett förändrat elpris.

Energikostnaderna för ett batteri uppskattas till cirka 4 % enligt Figur 4.17. Ett förändrat elpris skulle alltså få en marginell påverkan på nuvärdeskostnaderna för ett batteri. För en teknisk lösning som innefattar ihopkoppling av de två depåerna har elpriset ingen inverkan på nuvärdeskostnaderna, eftersom en ihopkoppling inte antogs leda till några ökade energiförluster. Ett förändrat elpris skulle ha störst inverkan på nuvärdeskostnaderna för en gasmotor. Energikostnaderna för en gasmotor beror dels på priset på den biogas som köps in, dels på den besparing som görs i och med att man slipper köpa in el från elnätet. Ju dyrare elen från elnätet är, desto lägre blir livscykelkostnaderna för en gasmotor. Den totala energikostnaden för en gasmotor beror dock inte bara på priset för gas och el, utan också på värmepriset.

6. Slutsatser

Resultaten visar att den nya stadsbussdepån kommer att kunna driftas med det begränsade effektuttaget (1,5 MW dagtid och 4 MW övrig tid), samt att det är möjligt att elektrifiera delar av stadsbusstrafiken i Uppsala med hjälp av olika tekniska lösningar. En elektrifiering kommer dock innebära merkostnader, eftersom en teknisk lösning för att möta effektbehovet vid depån kommer att krävas redan vid introducering av 12 elbussar. För ett scenario med elbussar kommer de kritiska tidpunkterna då effektuttaget riskerar att överstigas vara mitt på dagen samt under kvällen. Effektbehovet är som störst vintertid, då bussarna värms upp med elvärme innan de lämnar depån. Vintertid går det inte heller att räkna med att den solcellsanläggning som kommer att installeras vid den nya stadsbussdepån kommer att leverera någon effekt.

För att säkerställa att bussdepån inte överskrider det begränsade effektuttag som har godkänts undersöktes fyra olika tekniska lösningar; ett batterilager, två biogasmotorer, samt ihopkoppling med den närliggande regionbussdepån. Lösningarna undersöktes utifrån en livscykelkostnadsanalys, där ihopkoppling av depåerna var den lösning med lägst nuvärdeskostnader. En sådan lösning skulle dock inte bidra till att lösa problemet med kapacitetsbristen i Uppsala. Ett batterilager är den näst bästa lösningen sett till livscykelkostnader. Ett batteri kan även användas för att lagra överskottsproduktion från solcellsanläggningen. Kostnaderna för ett batterilager påverkas dock mycket av batteripriset och dess utveckling, vilket är en osäker parameter. Generellt sett är en biogasmotor den dyraste lösningen, vilket framförallt beror på bränslekostnaderna. En biogasmotor är dock den enda av de tekniska lösningarna som utreddes som faktiskt genererar el lokalt. Dessutom är det mer energieffektivt att konvertera biogasen till el för att ladda elbussar än att använda biogasen som bränsle i en gasbuss. Är det möjligt att få avsättning för den värme som produceras av biogasmotorn minskar nuvärdeskostnaderna samtidigt som energieffektiviteten ökar.

För ett scenario med ett stort antal elbussar kommer ingen av de undersökta tekniska lösningarna att på egen hand klara av att bidra med den effekt och energi som saknas vid depån. En ihopkoppling av de två depåerna kan möjliggöra för maximalt 30 elbussar. För ett batterilager finns det inte tillräckligt många tidpunkter då lasten vid depån är så pass låg att batteriet hinner laddas upp från elnätet, vilket gör att ett batterilager kan försörja maximalt 40 elbussar. Storleken på en biogasmotor bör anpassas efter den lägsta lasten vid depån under uppvärmningsperioden för att undvika att sälja ut el på elnätet. Att sälja överskottet av den producerade elen hade visserligen bidragit till att förbättra problemen med kapacitetsbristen i Uppsala men med dagens energipriser hade det blivit mycket kostsamt. En biogasmotor kan således försörja maximalt 20 elbussar. För att klara av ett scenario med ett stort antal elbussar krävs det alltså en kombination av tekniska lösningar.

En möjlig lösning är att kombinera en biogasmotor med ett batteri. En sådan lösning skulle dels generera el lokalt, dels kunna användas för att lagra eventuell överskottsproduktion från både solcellsanläggningen och biogasmotorn.

6.1 Vidare forskning

Målet med detta arbete har varit att undersöka hur den effektproblematik som väntas uppstå vid den nya stadsbussdepån kan lösas. Arbetet utgick från att de elbussar som kommer introduceras i Uppsala kommer vara depåladdade. Ett intressant komplement till depåladdade elbussar skulle vara någon form av tilläggladdning för att sprida ut den last som uppstår vid depån när elbussarna laddas. Att sprida ut lasten, både tidsmässigt och geografiskt, skulle kunna bidra till ett jämnare effektuttag. UL gjorde under 2017 en utredning där potentialen för tilläggladdning studerades [81]. Resultatet från studien visade att andhållplatsladdning skulle vara passande för tre linjer i staden. Andhållplatsladdning av elbussar valdes dock bort, med motiveringen att depåladdade elbussar behåller flexibiliteten i bussflottan. Problemet med kapacitetsbrist hade dock ännu inte uppmärksammats vid denna tidpunkt.

Flera aspekter i arbetet skulle kunna studeras mer noggrant. För att undersöka hur laddning av elbussar kommer påverka effektbehovet vid den nya depån gjordes flera förenklande antaganden. För att förstå hur olika typer av elbussar och laddare skulle påverka effektbehovet hade det varit intressant att studera en annan typ av laddning, exempelvis hur laddningen av elbussar varierar beroende av årstid. En annan intressant aspekt som skulle kunna undersökas är hur smart styrning kan påverka effektuttaget vid depån. Detta skulle kunna göras genom att kartlägga vilka laster som är möjliga att styra, samt hur mycket det skulle påverka effekttopparna.

Referenser

- [1] E. Jernbäcker, "Sveriges klimatlag och klimatpolitiska ramverk," Naturvårdsverket, 1 April 2019. [Online]. Available: <https://www.naturvardsverket.se/Miljoarbete-i-samhället/Miljoarbete-i-Sverige/Uppdelat-efter-omrade/Klimat/Sveriges-klimatlag-och-klimatpolitiska-ramverk/>. [Använd 23 April 2019].
- [2] D. Solid, *Avdelningschef, avdelningen för infrastruktur, Region Uppsala*. [Intervju]. 12 Februari 2019.
- [3] T. Rydbeck, *Teknisk chef, GUB*. [Intervju]. 15 Februari 2019.
- [4] L. Jonsson, "Konsekvenser av elbussar i Stockholm," WSP, Stockholm, 2014.
- [5] M. Nystrand, *Energiingenjör, Region Uppsala*. [Intervju]. 8 Maj 2019.
- [6] Vattenfall Eldistribution AB, *Nätavtal om anslutning och överföring av el (Villkorat nätavtal med aktiv uttagsrätt-HSP)*, Vattenfall Eldistribution AB, 2019.
- [7] M. Xylia, "Towards electrified public bus transport: The case of Stockholm," 2018.
- [8] Stockholms läns landsting, "Utredningsstudie: Övergång till eldriven busstrafik i Stockholms län," Stockholms läns landsting, Stockholm, 2019.
- [9] M. Tottmar, "Elbrist hotar Stockholm när befolkningen växer," *Dagens nyheter*, 30 April 2019.
- [10] P. Heick, "Elbrist kan stoppa bostadsbyggandet i Stockholm," SVT, 24 Februari 2019.
- [11] ABB, AB Volvo, Göteborg Energi, Sweco, Vattenfall, Volvo Cars, "Vad behövs för att elektrifiera transportsystemet i Göteborg?," 2018.
- [12] Energimyndigheten, "Elnätet," Energimyndigheten, 8 september 2015. [Online]. Available: <http://www.energikunskap.se/sv/FAKTABASEN/Vad-ar-energi/Energibarare/Elektricitet/Elnatet/>. [Använd 02 maj 2019].
- [13] A. Nordling, "Sverige framtida elnät: En delrapport," Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), Stockholm, 2016.
- [14] Energiföretagen, "Energiåret 2017 - Elnät," Energiföretagen, 2018.
- [15] IVA, "Svergies framtida elnät," Stockholm, 2016.
- [16] Svenska Kraftnät, "Tariff, prislistor, avtal och abonnemang," 16 Januari 2019. [Online]. Available: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/anslut-till-stamnatet/stamnatstariffen/tariff-prislistor-avtal-abonnemang/>. [Använd 22 Maj 2019].

- [17] T. H. Persson, "Kapacitetsbrist och effektbrist – vad är vad?," Energimarknadsinspektionen, 21 november 2018. [Online]. Available: https://www.ei.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyheter-2018/kapacitetsbrist-och-effektbrist-vad-ar-vad/?utm_source=update&utm_medium=email. [Använd 2 maj 2019].
- [18] P. Winnhed, Skribent, *Samling för nätkapacitet*. [Performance]. Energiföretagen , 2019.
- [19] L. Nohrstedt, "Effektbehovet är den stora utmaningen," *Ny teknik*, 14 Mars 2019.
- [20] M. Lindblom, "Uppsala har slagit i eltaket," *Uppsala Nya Tidning*, 10 December 2018.
- [21] E. Rydegran, "Energiföretagen," 19 September 2018. [Online]. Available: <https://www.energiforetagen.se/medlemsnyheter/2018/september/svenska-kraftnat-presenterar-losning-for-okad-overforingskapacitet-fran-norr-till-soder/>. [Använd 29 Januari 2019].
- [22] Region Uppsala, "Region Uppsala 2017," 18 Oktober 2018. [Online]. Available: <http://www.lul.se/Extranat/Samarbetsprojekt/Infor-regionbildning-2017/>. [Använd 13 Maj 2019].
- [23] I. Cancar, "Vi bygger Uppsalas kollektivtrafik för dig!," Region Uppsala, 8 Juni 2018. [Online]. Available: <http://www.lul.se/sv/Landsting--politik/Verksamheter/Fastighet-och-service/Projekt/Ny-stadsbussdepa/>. [Använd 21 Februari 2019].
- [24] Region Uppsala, "Statistisk årsbok 2016 - Kollektivtrafiken i Uppsala län," Kollektivtrafikförvaltningen UL, Uppsala, 2016.
- [25] Region Uppsala, "Trafik och samhälle som regional kollektivtrafikmyndighet," [Online]. Available: <https://www.region uppsala.se/sv/Kollektivtrafik1/>. [Använd 21 Februari 2019].
- [26] UL, "Miljö och hållbarhet," [Online]. Available: <https://www.ul.se/sidfot/om-ul/miljo-och-hallbarhet/>. [Använd 2 Maj 2019].
- [27] A. Weimar, "Ännu dyrare bensin och diesel att vänta," *ATL Lantbrukets affärstidning*, 18 juni 2018.
- [28] Gamla Uppsala Buss, "Om GUB," [Online]. Available: https://www.gub.se/gub/?page_id=12. [Använd 8 Maj 2019].
- [29] Gamla Uppsala Buss, "Årsredovisning 2018," Gamla Uppsala Buss, Uppsala, 2019.
- [30] SFS 1997:857, *Anslutningsskyldighet*.
- [31] H. Moberg, *Teknikförvaltare elkraft, Region Uppsala*. [Intervju]. 8 Maj 2019.
- [32] Vattenfall Eldistribution AB , "Elnätspriser," [Online]. Available: <https://www.vattenfalleldistribution.se/foretag/el-till-verksamheten/elnaetspriser/>. [Använd 25 April 2019].

- [33] A. Brantemo, "Snart tas Malmös första elbussar i trafik," 24 *Malmö*, 2 December 2018.
- [34] P. Heick, "SL satsar på elbussar – Nya kravet: Eldrivna fordon i flottan för kontrakt," *Svt*, 19 Februari 2019.
- [35] M. Hjelte, *Affärsutvecklare, Sörmlandstrafiken*. [Intervju]. 22 mars 2019.
- [36] L. Lindgren, "Electrification of city bus traffic : - a simulation study based on data from Linköping," Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund Institute of Technology, 2017.
- [37] ElectriCity, "Elbussar – tystare, avgasfria och passagerarvänliga," [Online]. Available: <https://www.electricitygoteborg.se/node/19499/om-elbussen>. [Använd 5 4 2019].
- [38] G. Ohlin, *Projektleddare, Lindholmen Science Park AB*. [Intervju]. 26 April 2019.
- [39] J. Törnqvist, "Ändhållplatsladdning av elbussar: En fallstudie av två stadsbusslinjer i Uppsala," 2019.
- [40] M. Källmark, *Enhetschef, avdelningen för fastighetsförvaltning, SLU*. [Intervju]. 21 Mars 2019.
- [41] Jämtkraft AB, "Verkningsgrad för solceller i olika väderstreck," [Online]. Available: <https://www.jamtkraft.se/kundservice/guider/solel/verkningsgrad/>. [Använd 11 Juni 2019].
- [42] SMHI, "Ladda ner meteorologiska observationer - LUFTTEMPERATUR (H): ALLA STATIONER," 2019. [Online]. Available: <https://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/ladda-ner-meteorologiska-observationer/#param=airtemperatureInstant,stations=all,stationid=97530>. [Använd 16 April 2019].
- [43] W. Boyson, G. Galbraith, S. Gonzalez och D. King, "Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters," Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, 2007.
- [44] SMHI, "Ladda ner meteorologiska observationer-GLOBALSTRÅLNING (H): ALLA STATIONER," [Online]. Available: <https://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/ladda-ner-meteorologiska-observationer/#param=globalIrradians,stations=all,stationid=98735>. [Använd 18 Mars 2019].
- [45] SMHI, Naturvårdsverket och Strålsäkerhetsmyndigheten, "Extracting STRÅNG data," [Online]. Available: <http://strang.smhi.se/extraction/index.php>. [Använd 01 Mars 2019].
- [46] E. de Faire, *Elkraftskonstruktör, WSP*. [Intervju]. 26 Februari 2019.
- [47] S. Svaneborn, *Svenska Neoplan (Mejlkorrespondens)*. [Intervju]. 13 Mars 2019.

- [48] C. I. E. AB, "Manual till verktyg för beräkning av livscykelkostnad," Energimyndigheten, 2017.
- [49] M. Källman, *Avfallschef, Uppsala Vatten*. [Intervju]. 8 Mars 2019.
- [50] Vattenfall Eldistribution AB, "Våra priser," 2019. [Online]. Available: <https://www.vattenfalleldistribution.se/el-hem-till-dig/el-natspriser/>. [Använd 5 April 2019].
- [51] Bixia, "Historiska spotpriser på el," 2019. [Online]. Available: <https://www.bixia.se/foretag/elavtal-tjanster/elmarknadslaget/historiska-elpriser>. [Använd 5 April 2019].
- [52] Konsumenternas energimarknadsbyrå, "Elcertifikat - priser och kostnader," [Online]. Available: <https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elrakningen/elcertifikat-priser-och-kostnader/>. [Använd 5 April 2019].
- [53] Svenska kraftnät, "Avgifter för balansansvariga," 19 December 2018. [Online]. Available: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/avgifter-for-balansansvariga/>. [Använd 5 April 2019].
- [54] The Boston Consulting Group och Skellefteå kraft, "Värden av ett förnybart energisystem i Sverige," 2017.
- [55] M. Nystrand, *Energiingenjör, Region Uppsala (Mejlkorrespondens)*. [Intervju]. 21 Mars 2019.
- [56] Vattenfall, "Fjärrvärmepriser för företag i Uppsala 2019," 2018. [Online]. Available: https://www.vattenfall.se/globalassets/fjarrvarme/orter-foretag/orter-foretag-2019/Prislista_foretag_Uppsala_2019.pdf. [Använd 8 April 2019].
- [57] International renewable energy agency, "Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030," International renewable energy agency, 2017.
- [58] Vätgas Sverige, "Bränsleceller," [Online]. Available: <http://www.vatgas.se/faktabank/bransleceller/>. [Använd 12 April 2019].
- [59] My fuel cell, "Framställning av vätgas," 2015. [Online]. Available: <http://www.myfuelcell.se/framst%C3%A4llning-av-v%C3%A4tgas>. [Använd 9 April 2019].
- [60] J. Lesser, "Vätgasproduktion med elektrolysör," Umeå universitet, Umeå, 2008.
- [61] I. Rexed, "Applications for Molten Carbonate Fuel Cells," KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, 2014.
- [62] Science Daily, "Finally, a robust fuel cell that runs on methane at practical temperatures," 2018. [Online]. Available:

<https://www.sciencedaily.com/releases/2018/10/181029130939.htm>. [Använd 9 April 2019].

- [63] A. Marmolin och H. Nydahl, "Smarta elnät med fokus på energilager; en lösning till hållbar tryckluftsförsörjning inom industrin," Karlstads universitet, Karlstad, 2015.
- [64] P. Skoglund, "Grid connected large-scale energy storage," Umeå universitet, Umeå, 2017.
- [65] P4 Uppland, "Försvaret emot vindkraftverk vid Ärna," Sveriges radio, 23 juni 2011. [Online]. Available: <https://sverigesradio.se/sida/artikel.aspx?programid=114&artikel=4570240>. [Använd 13 Maj 2019].
- [66] P4 Uppland, "Försvaret säger ja och nej till vindkraft," Sveriges Radio, 26 juni 2015. [Online]. Available: <https://sverigesradio.se/sida/artikel.aspx?programid=114&artikel=6199693>. [Använd 13 Maj 2019].
- [67] E. Karlsson och E. Dahlqvist, "Framtidens energilagring en studie av befintliga samt potentiella metoder för lagring av förnybar el på ett hållbart sätt," KTH, Stockholm, 2014.
- [68] "Sveriges smartaste elnät utökas med sol, lagring och laddning," Upplands Energi, 12 December 2016. [Online]. Available: https://www.upplandsenergi.se/omoss/39897.sveriges_smartaste_elnat.html. [Använd 21 Maj 2019].
- [69] J. Lindborg och J. Ridenour, "Optimal Control in a Smart Grid Aggregator: Connecting PV, EV, Energy Storage, and Heating Systems to Solve the Power Problem".
- [70] K. Arding och S. In de Betou, "Making grid capacity available through heat pump control," 2019.
- [71] LG, "[EN]LG_ESS_C_and_I_FR_Datasheet," Seoul, 2016.
- [72] GE, "JMS 208 GS-B.L," [Online]. Available: http://www.cogeneration.com.ua/img/zstored/J208V25_en.pdf. [Använd 8 April 2019].
- [73] GE, "JMS 312 GS-B.L," [Online]. Available: <http://kts-eng.com/assets/files/J-312.pdf>. [Använd 8 April 2019].
- [74] S. Bäckström, M. Hagberg och A. Roth, "Analys av biogas till el för bussdrift och biogas som bränsle till bussdrift i stadstrafik," IVL, Stockholm, 2016.
- [75] J. Sjöstedt, *Kundansvarig, Vattenfall Värme*. [Intervju]. 15 April 2019.
- [76] G. Nasner, "Så här används batterier i elnäten," Vattenfall, 5 april 2019. [Online]. Available: <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter-pressmeddelanden/nyheter/2019/sa-har-anvands-batterier-i-elnatet>. [Använd 7 maj 2019].

- [77] Lindholmen Science Park, "Solel i bussbatterier kapar topparna i Brf Viva och gör elnätet smartare," 5 december 2018. [Online]. Available: <https://www.electricitygoteborg.se/nyheter/solel-i-bussbatterier-kapar-topparna-i-brf-viva-och-gor-elnatet-smartare>. [Använd 7 maj 2019].
- [78] Energimarknadsinspektionen, "Undantag från kravet på nätkoncession - IKN," 21 December 2017. [Online]. Available: <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/Natkoncession/undantag-fran-kravet-pa-natkoncession-ikn/#hanchor26>. [Använd 21 Maj 2019].
- [79] Statens offentliga utredningar, "Kommittédirektiv - Översyn av regelverket för nätkoncessioner," Miljö- och energidepartementet), 2018.
- [80] M. Karlström, *VP sales and marketing, Ferroamp*. [Intervju]. 1 April 2019.
- [81] Kollektivtrafikförvaltningen, UL, "Elektrifiering av stadsbusstrafiken i Uppsala-linjeval," Uppsala, 2017.
- [82] A. Sjögren och C. Wallmark, "Energiförsörjning bussdepå," Sweco, Stockholm, 2018.
- [83] EIA, "EIA publishes construction cost information for electric power generators," 6 Juni 2016. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=26532>. [Använd 14 Maj 2019].
- [84] Vattenfall Eldistribution, "Ny och tillfällig anslutning," Vattenfall Eldistribution, 2019. [Online]. Available: <https://www.vattenfalleldistribution.se/foretag/el-till-verksamheten/ny-anslutning/>. [Använd 14 Maj 2019].

7. Appendix

7.1 Elbussladdning, vardag

Laddningen av en elbuss antogs följa värdena i Tabell 7.1. Värdena är baserade på de antaganden som Elias de Faire på WSP har gjort gällande elbussladdning [46]. *Effekt* beskriver den effekt som laddaren drar från elnätet.

Tabell 7.1. Vilken effekt en elbuss laddas vid för olika tidpunkter i laddcykeln.

Minut	Effekt [kW]
0 – 30	173
30 – 60	173
60 – 90	144
90 – 120	115
120 – 150	87
150 – 180	75
180 – 210	60
210 – 240	58

I de fall då två eller fler bussar använder samma laddare modifierades laddeffekterna i Tabell 7.1.

Tabell 7.2 visar det schema som antogs för elbussladdning under vardagar. L (röd) symboliserar laddning av elbuss, F (grön) fulladdat elbussbatteri, U (gul) bussen är ute i trafik och In (blå) symboliserar att bussen står inne på depån utan att laddas. Tabellen visar ett scenario med 12 elbussar, där varje elbussladdare laddar tre elbussar.

Tabell 7.2. Schema över elbussladdning en vardag för ett scenario med 12 elbussar.

Tid	Laddare 1			Laddare 2			Laddare 3			Laddare 4		
	B 1	B 2	B 3	B 4	B 5	B 6	B 7	B 8	B 9	B 10	B 11	B 12
00:00	L	L		L	L		L	L		L	L	
00:30	L	L		L	L		L	L		L	L	
01:00	L	F	L	L	F	L	L	F	L	L	F	L
01:30	L	F	L	L	F	L	L	F	L	L	F	L
02:00	F	F	L	F	F	L	F	F	L	F	F	L
02:30	F	F	L	F	F	L	F	F	L	F	F	L
03:00	F	F	L	F	F	L	F	F	L	F	F	L
03:30	F	F	L	F	F	L	F	F	L	F	F	L
04:00	F	F	L	F	F	L	F	F	L	F	F	L
04:30	F	U	L	F	U	L	F	U	L	F	U	L
05:00	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L
05:30	U	U	F	U	U	F	U	U	F	U	U	F
06:00	U	U	F	U	U	F	U	U	F	U	U	F
06:30	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
07:00	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
07:30	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
08:00	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
08:30	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
09:00	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
09:30	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
10:00	U	L-in	U	U	L-in	U	U	L-in	U	U	L-in	U
10:30	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U
11:00	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U
11:30	L-in	L	U	L-in	L	U	L-in	L	U	L-in	L	U
12:00	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U
12:30	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U
13:00	L	U	L-in	L	U	L-in	L	U	L-in	L	U	L-in
13:30	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L
14:00	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L
14:30	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L
15:00	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L
15:30	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L
16:00	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
16:30	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
17:00	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
17:30	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
18:00	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
18:30	U	In	U	U	In	U	U	In	U	U	In	U
19:00	U		U	U		U	U		U	U		U
19:30	U		U	U		U	U		U	U		U

20:00	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U
20:30	In	L	U	In	L	U	In	L	U	In	L	U
21:00		L	U		L	U		L	U		L	U
21:30		L	U		L	U		L	U		L	U
22:00	L	L	U	L	L	U	L	L	U	L	L	U
22:30	L	L	U	L	L	U	L	L	U	L	L	U
23:00	L	L		L	L		L	L		L	L	
23:30	L	L		L	L		L	L		L	L	

7.2 Elbussladdning, helg

Tabell 7.3 visar det schema som antogs för elbussladdning under helger. L (röd) symboliserar laddning av elbuss, F (grön) fulladdat elbussbatteri, U (gul) bussen är ute i trafik och In (blå) symboliserar att bussen står inne på depån utan att laddas. Tabellen visar ett scenario med 12 elbussar, där varje elbussladdare laddar tre elbussar.

Tabell 7.3. Schema över elbussladdning för en helgdag.

Tid	Laddare 1			Laddare 2			Laddare 3			Laddare 4		
	B 1	B 2	B 3	B 4	B 5	B 6	B 1	B 2	B 3	B 4	B 5	B 6
00:00	L		L	L		L	L		L	L		L
00:30	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
01:00	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
01:30	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
02:00	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
02:30	F	L	L	F	L	L	F	L	L	F	L	L
03:00	F	L	L	F	L	L	F	L	L	F	L	L
03:30	F	L	L	F	L	L	F	L	L	F	L	L
04:00	F	L	F	F	L	F	F	L	F	F	L	F
04:30	F	L	F	F	L	F	F	L	F	F	L	F
05:00	F	L	F	F	L	F	F	L	F	F	L	F
05:30	F	F	U	F	F	U	F	F	U	F	F	U
06:00	F	F	U	F	F	U	F	F	U	F	F	U
06:30	F	F	U	F	F	U	F	F	U	F	F	U
07:00	U	F	U	U	F	U	U	F	U	U	F	U
07:30	U	F	U	U	F	U	U	F	U	U	F	U
08:00	U	F	U	U	F	U	U	F	U	U	F	U
08:30	U	F	U	U	F	U	U	F	U	U	F	U
09:00	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
09:30	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
10:00	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
10:30	U	U	L-in	U	U	L-in	U	U	L-in	U	U	L-in
11:00	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L
11:30	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L
12:00	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L
12:30	L-in	U	U	L-in	U	U	L-in	U	U	L-in	U	U

13:00	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U
13:30	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U
14:00	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U
14:30	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
15:00	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
15:30	U	L-in	U	U	L-in	U	U	L-in	U	U	L-in	U
16:00	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U
16:30	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U
17:00	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U
17:30	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
18:00	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
18:30	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
19:00	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
19:30	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
20:00	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
20:30	U	U	L-in	U	U	L-in	U	U	L-in	U	U	L-in
21:00	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L
21:30	U	U	L	U	U	L	U	U	L	U	U	L
22:00	In	U	L	In	U	L	In	U	L	In	U	L
22:30	L	U	L	L	U	L	L	U	L	L	U	L
23:00	L	In	L	L	In	L	L	In	L	L	In	L
23:30	L		L	L		L	L		L	L		L

7.3 Uppvärmning av bussar

Tabell 7.4 redovisar hur bussarna värms upp vid depån innan avfärd, samt vad det resulterar i för effektbehov. Kolonnen *börjar* beskriver hur många bussar som börjar värmas för den berörda kvarten, *slutar* beskriver hur många bussar som slutar att värmas och *skillnad* är skillnaden mellan antalet bussar som börjar värmas och antalet som slutar att värmas. Samma resonemang gäller för Tabell 7.5, 7.6 och 7.7. Vilken tid bussarna lämnar och återkommer till depån är baserat på intervjun med Tommy Rydbeck [3].

Tabell 7.4. Schema över hur bussarna värms upp innan avfärd. Gäller för vardagar då utetemperaturen är lägre än minus 10 °C.

Vardag 3 timmar						
Tid	Antal bussar på värme	Börjar	Slutar	Skillnad	Effekt [kW]	
00:00 - 00:15	0	0	0	0	0	
00:15 - 00:30	4	4	0	4	42	
00:30 - 00:45	15	11	0	11	157.5	
00:45 - 01:00	19	4	0	4	199.5	
01:00 - 01:15	26	7	0	7	273	
01:15 - 01:30	27	1	0	1	283.5	
01:30 - 01:45	30	3	0	3	315	
01:45 - 02:00	40	10	0	10	420	

02:00 - 02:15	50	10	0	10	525
02:15 - 02:30	63	13	0	13	661.5
02:30 - 02:45	75	12	0	12	787.5
02:45 - 03:00	90	15	0	15	945
03:00 - 03:15	100	10	0	10	1050
03:15 - 03:30	106	10	4	6	1113
03:30 - 03:45	107	12	11	1	1123.5
03:45 - 04:00	116	13	4	9	1218
04:00 - 04:15	121	12	7	5	1270.5
04:15 - 04:30	128	8	1	7	1344
04:30 - 04:45	130	5	3	2	1365
04:45 - 05:00	125	5	10	-5	1312.5
05:00 - 05:15	115	0	10	-10	1207.5
05:15 - 05:30	102	0	13	-13	1071
05:30 - 05:45	90	0	12	-12	945
05:45 - 06:00	75	0	15	-15	787.5
06:00 - 06:15	65	0	10	-10	682.5
06:15 - 06:30	56	1	10	-9	588
06:30 - 06:45	44	0	12	-12	462
06:45 - 07:00	31	0	13	-13	325.5
07:00 - 07:15	20	1	12	-11	210
07:15 - 07:30	12	0	8	-8	126
07:30 - 07:45	7	0	5	-5	73.5
07:45 - 08:00	2	0	5	-5	21
08:00 - 08:15	3	1	0	1	31.5
08:15 - 08:30	3	0	0	0	31.5
08:30 - 08:45	4	1	0	1	42
08:45 - 09:00	5	1	0	1	52.5
09:00-09:15	5	0	0	0	52.5
09:15-09:30	5	1	1	0	52.5
09:30-09:45	5	0	0	0	52.5
09:45-10:00	6	1	0	1	63
10:00-10:15	5	0	1	-1	52.5
10:15-10:30	5	0	0	0	52.5
10:30-10:45	6	1	0	1	63
10:45-11:00	7	1	0	1	73.5
11:00-11:15	13	7	1	6	136.5
11:15-11:30	19	6	0	6	199.5
11:30-11:45	29	11	1	10	304.5
11:45-12:00	36	8	1	7	378
12:00-12:15	42	6	0	6	441
12:15-12:30	42	1	1	0	441
12:30-12:45	42	0	0	0	441
12:45-13:00	42	1	1	0	441
13:00-13:15	42	0	0	0	441
13:15-13:30	42	0	0	0	441

13:30-13:45	41	0	1	-1	430.5
13:45-14:00	40	0	1	-1	420
14:00-14:15	33	0	7	-7	346.5
14:15-14:30	27	0	6	-6	283.5
14:30-14:45	16	0	11	-11	168
14:45-15:00	8	0	8	-8	84
15:00-15:15	2	0	6	-6	21
15:15-15:30	1	0	1	-1	10.5
15:30-15:45	1	0	0	0	10.5
15:45-16:00	0	0	1	-1	0
Totalt antal avgångar		214	214		

Tabell 7.5. Schema över hur bussarna värms upp innan avfärd. Gäller för helgdagar då yttertemperaturen är lägre än minus 10 ° C.

Helg 3 timmar					
Tid	Antal bussar på värme	Börjar	Slutar	Skillnad	Effekt [kW]
01:00 – 01:15	0	0	0	0	0
01:15 – 01:30	6	6	0	6	63
01:30 – 01:45	12	6	0	6	126
01:45 – 02:00	18	6	0	6	189
02:00 – 02:15	22	4	0	4	231
02:15 – 02:30	26	4	0	4	273
02:30 – 02:45	29	3	0	3	304.5
02:45 – 03:00	32	3	0	3	336
03:00 – 03:15	33	1	0	1	346.5
03:15 – 03:30	33	0	0	0	346.5
03:30 – 03:45	34	1	0	1	357
03:45 – 04:00	34	0	0	0	357
04:00 – 04:15	35	1	0	1	367.5
04:15 – 04:30	30	1	6	-5	315
04:30 – 04:45	25	1	6	-5	262.5
04:45 – 05:00	19	0	6	-6	199.5
05:00 – 05:15	16	1	4	-3	168
05:15 – 05:30	13	1	4	-3	136.5
05:30 – 05:45	11	1	3	-2	115.5
05:45 – 06:00	8	0	3	-3	84
06:00 – 06:15	10	3	1	2	105
06:15 – 06:30	12	2	0	2	126
06:30 – 06:45	13	2	1	1	136.5
06:45 – 07:00	15	2	0	2	157.5
07:00 – 07:15	18	4	1	3	189
07:15 – 07:30	21	4	1	3	220.5
07:30 – 07:45	24	4	1	3	252
07:45 – 08:00	27	3	0	3	283.5
08:00 – 08:15	26	0	1	-1	273

08:15 – 08:30	25	0	1	-1	262.5
08:30 – 08:45	24	0	1	-1	252
08:45 – 09:00	24	0	0	0	252
09:00-09:15	21	0	3	-3	220.5
09:15-09:30	19	0	2	-2	199.5
09:30-09:45	17	0	2	-2	178.5
09:45-10:00	15	0	2	-2	157.5
10:00-10:15	11	0	4	-4	115.5
10:15-10:30	7	0	4	-4	73.5
10:30-10:45	3	0	4	-4	31.5
10:45-11:00	0	0	3	-3	0
		64	64	0	

Tabell 7.6. Schema över hur bussarna värms upp innan avfärd. Gäller för vardagar då yttertemperaturen är cirka 0 ° C.

Vardag 1 timme

Tid	Antal bussar på värme	Börjar	Slutar	Skillnad	kW
00:00 - 00:15	0	0	0	0	0
00:15 - 00:30	0	0	0	0	0
00:30 - 00:45	0	0	0	0	0
00:45 - 01:00	0	0	0	0	0
01:00 - 01:15	0	0	0	0	0
01:15 - 01:30	0	0	0	0	0
01:30 - 01:45	0	0	0	0	0
01:45 - 02:00	0	0	0	0	0
02:00 - 02:15	0	0	0	0	0
02:15 - 02:30	4	4	0	4	42
02:30 - 02:45	15	11	0	11	157.5
02:45 - 03:00	19	4	0	4	199.5
03:00 - 03:15	26	7	0	7	273
03:15 - 03:30	23	1	4	-3	241.5
03:30 - 03:45	15	3	11	-8	157.5
03:45 - 04:00	21	10	4	6	220.5
04:00 - 04:15	24	10	7	3	252
04:15 - 04:30	36	13	1	12	378
04:30 - 04:45	45	12	3	9	472.5
04:45 - 05:00	50	15	10	5	525
05:00 - 05:15	50	10	10	0	525
05:15 - 05:30	47	10	13	-3	493.5
05:30 - 05:45	47	12	12	0	493.5
05:45 - 06:00	45	13	15	-2	472.5
06:00 - 06:15	47	12	10	2	493.5
06:15 - 06:30	45	8	10	-2	472.5
06:30 - 06:45	38	5	12	-7	399

06:45 - 07:00	30	5	13	-8	315
07:00 - 07:15	18	0	12	-12	189
07:15 - 07:30	10	0	8	-8	105
07:30 - 07:45	5	0	5	-5	52.5
07:45 - 08:00	0	0	5	-5	0
08:00 - 08:15	0	0	0	0	0
08:15 - 08:30	1	1	0	1	10.5
08:30 - 08:45	1	0	0	0	10.5
08:45 - 09:00	1	0	0	0	10.5
09:00-09:15	1	0	0	0	10.5
09:15-09:30	1	1	1	0	10.5
09:30-09:45	1	0	0	0	10.5
09:45-10:00	1	0	0	0	10.5
10:00-10:15	0	0	1	-1	0
10:15-10:30	1	1	0	1	10.5
10:30-10:45	1	0	0	0	10.5
10:45-11:00	2	1	0	1	21
11:00-11:15	2	1	1	0	21
11:15-11:30	2	0	0	0	21
11:30-11:45	2	1	1	0	21
11:45-12:00	1	0	1	-1	10.5
12:00-12:15	2	1	0	1	21
12:15-12:30	1	0	1	-1	10.5
12:30-12:45	1	0	0	0	10.5
12:45-13:00	1	1	1	0	10.5
13:00-13:15	2	1	0	1	21
13:15-13:30	9	7	0	7	94.5
13:30-13:45	14	6	1	5	147
13:45-14:00	24	11	1	10	252
14:00-14:15	25	8	7	1	262.5
14:15-14:30	25	6	6	0	262.5
14:30-14:45	15	1	11	-10	157.5
14:45-15:00	7	0	8	-8	73.5
15:00-15:15	2	1	6	-5	21
15:15-15:30	1	0	1	-1	10.5
15:30-15:45	1	0	0	0	10.5
15:45-16:00	0	0	1	-1	0
Totalt antal avgångar		214	214		

Tabell 7.7. Schema över hur bussarna värms upp innan avfärd. Gäller för helgdagar då yttertemperaturen är cirka 0 ° C.

Helg 1 timme

Tid	Antal bussar på värme	Börjar	Slutar	Skillnad	kW
01:00 - 01:15	0	0	0	0	0
01:15 - 01:30	0	0	0	0	0
01:30 - 01:45	0	0	0	0	0
01:45 - 02:00	0	0	0	0	0
02:00 - 02:15	0	0	0	0	0
02:15 - 02:30	0	0	0	0	0
02:30 - 02:45	0	0	0	0	0
02:45 - 03:00	0	0	0	0	0
03:00 - 03:15	0	0	0	0	0
03:15 - 03:30	6	6	0	6	63
03:30 - 03:45	12	6	0	6	126
03:45 - 04:00	18	6	0	6	189
04:00 - 04:15	22	4	0	4	231
04:15 - 04:30	20	4	6	-2	210
04:30 - 04:45	17	3	6	-3	178.5
04:45 - 05:00	14	3	6	-3	147
05:00 - 05:15	11	1	4	-3	115.5
05:15 - 05:30	7	0	4	-4	73.5
05:30 - 05:45	5	1	3	-2	52.5
05:45 - 06:00	2	0	3	-3	21
06:00 - 06:15	2	1	1	0	21
06:15 - 06:30	3	1	0	1	31.5
06:30 - 06:45	3	1	1	0	31.5
06:45 - 07:00	3	0	0	0	31.5
07:00 - 07:15	3	1	1	0	31.5
07:15 - 07:30	3	1	1	0	31.5
07:30 - 07:45	3	1	1	0	31.5
07:45 - 08:00	3	0	0	0	31.5
08:00 - 08:15	5	3	1	2	52.5
08:15 - 08:30	6	2	1	1	63
08:30 - 08:45	7	2	1	1	73.5
08:45 - 09:00	9	2	0	2	94.5
09:00-09:15	10	4	3	1	105
09:15-09:30	12	4	2	2	126
09:30-09:45	14	4	2	2	147
09:45-10:00	15	3	2	1	157.5
10:00-10:15	11	0	4	-4	115.5
10:15-10:30	7	0	4	-4	73.5
10:30-10:45	3	0	4	-4	31.5
10:45-11:00	0	0	3	-3	0
		64	64	0	

7.3.1 Värmning av 12 elbussar

Tabell 7.8 redovisar hur mycket extra effekt som krävs för att värma upp elbussar i de fall då antalet bussar vid depån är större än vad de är enligt dagens körschema. Det berör endast vardagar för de fall då antalet elbussar är över 40, samt helgdagar för uppvärmningsperioden. För att beräkna den extra effekt som krävs för olika elbussscenarion skalades värdena i Tabell 7.8 om.

Tabell 7.8. Schema över hur bussarna värms upp innan avfärd. Gäller för de fall då introduktion av elbussar medförde att antalet bussar vid depån (dagtid) var fler än enligt dagens körschema.

Vardag

Tid	Laddningseffekt (3 timmar) [kWh/h]	Laddningseffekt (45 minuter) [kWh/h]
10:00	42	0
10:30	42	0
11:00	42	21
11:30	84	42
12:00	42	0
12:30	42	0
13:00	42	21
13:30	84	42
14:00	42	0
14:30	42	0
15:00	42	21
15:30	42	42
16:00	42	0

Helg

Tid	Laddningseffekt (45 minuter) [kWh/h]
10:00	0
10:30	0
11:00	0
11:30	21
12:00	42
12:30	0
13:00	0
13:30	21
14:00	42
14:30	0
15:00	0
15:30	0
16:00	0
16:30	21
17:00	42

7.4 Kostnad för vätgaslager

Pris för lager: 190 000 – 200 000 kr/MWh [82].

Bränslecell på 600 kW el.

Antar att den behöver gå konstant under uppvärmningsperioden då en bränslecell inte bör stängas av och sättas på. Energibehovet är således

$(600 \cdot 24 \cdot 229) / 0,4 = 8\,244\,000 \text{ kWh} = 8\,244 \text{ MWh}$ (antar verkningsgrad på 40 % i bränslecellen).

Solelproduktion under uppvärmningsperioden: 171 MWh

Lagerkostnad = $(8\,244 - 171) \cdot 190\,000 = 1533$ miljoner kr

Antar att den bara behöver gå 4 timmar dagligen för att sänka effekt- och energibehovet. Det betyder att den stängs av och sätts på en gång per dygn vilket kan vara möjligt men ej är rekommenderat. $(600 \cdot 4 \cdot 229) / 0,4 = 1\,374\,000 \text{ kWh} = 1\,374 \text{ MWh}$

Lagerkostnad = $(1\,374 - 171) \cdot 190\,000 = 228$ miljoner kr

7.5 Priser och kostnader för möjliga tekniska lösningar

Tabell 7.9 visar de antaganden som gjordes för de tekniska lösningar som utreddes noggrannare.

Tabell 7.9. Antaganden av priser och dess utveckling.

Batteri	
Investeringskostnad	5000 kr/kWh [57, 80]
Underhållskostnad	20 000 kr/år*
Minskning investeringskostnad	7 % årligen [57, 38]
Förluster vid upp- och urladdning	10 % [57]
Gasmotor	
Investeringskostnad 330 kW	4 000 000 [83]
Investeringskostnad 637 kW	6 000 000 [83]
Värmeprisökning	2,5 % [5]

Fordonsgasprisökning

3 % [5]

Underhållskostnad (330
kW/637 kW)

112 210 per år [40]

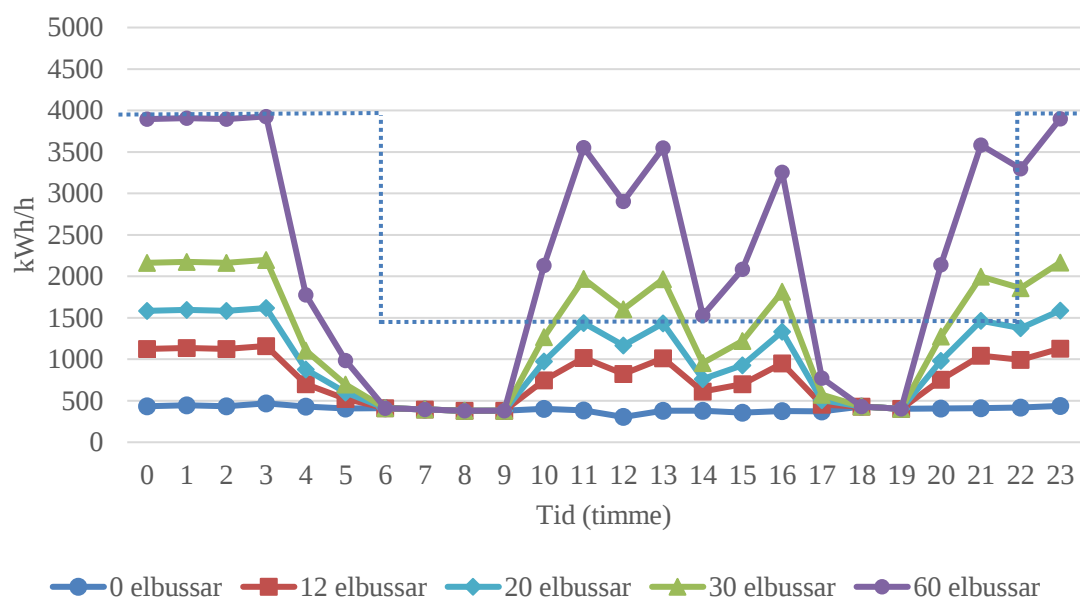
Ihopkoppling

Kostnad för kabel och
kraftelektronik

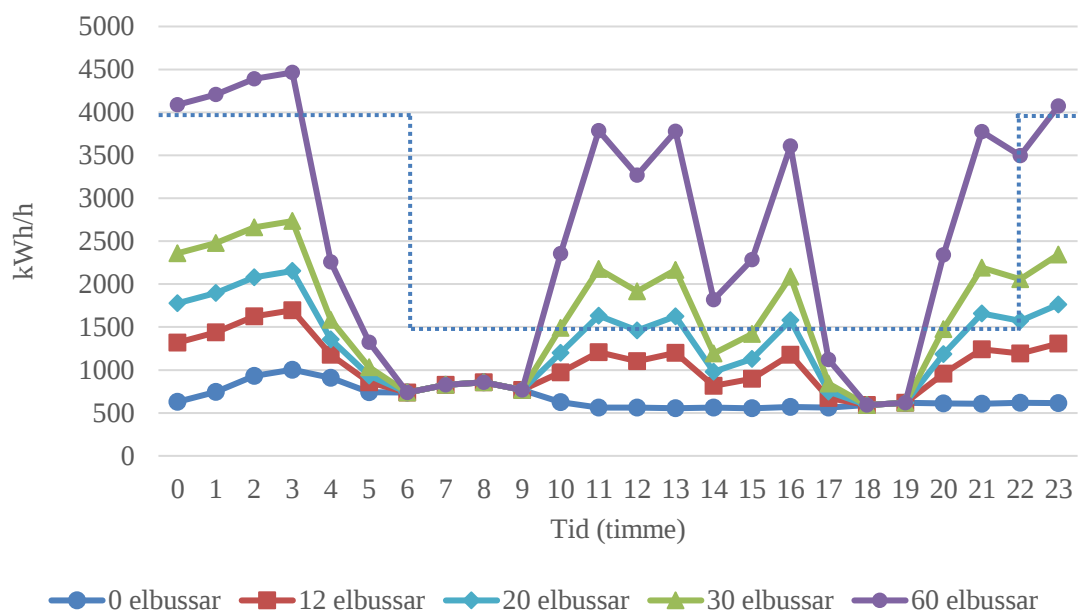
500 000 kr [84]

*Ett värde som antogs per batterilager och år. Grundar sig på resonemang som fördes med Mats Karlström [80].

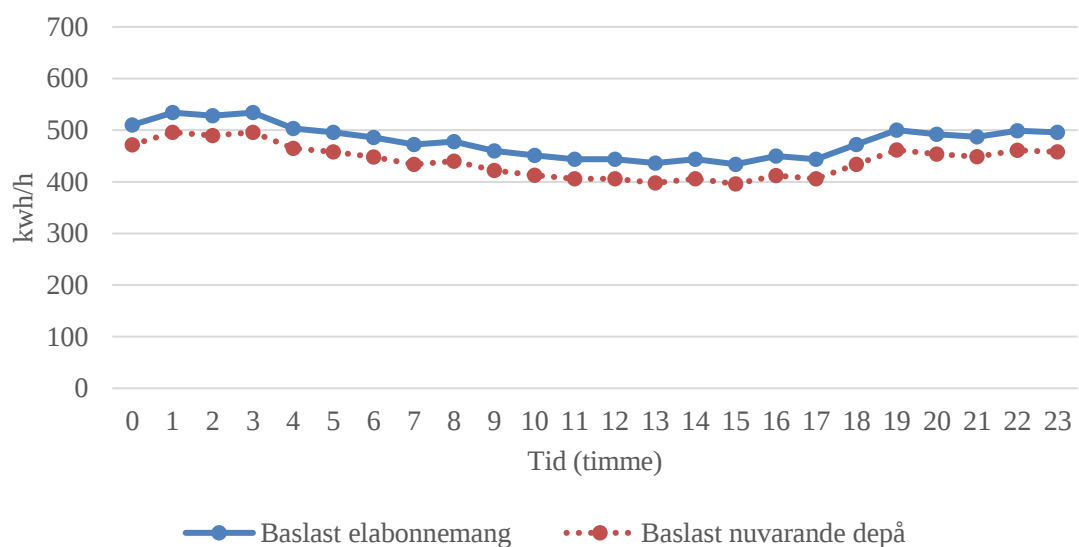
7.6 Lastkurvor



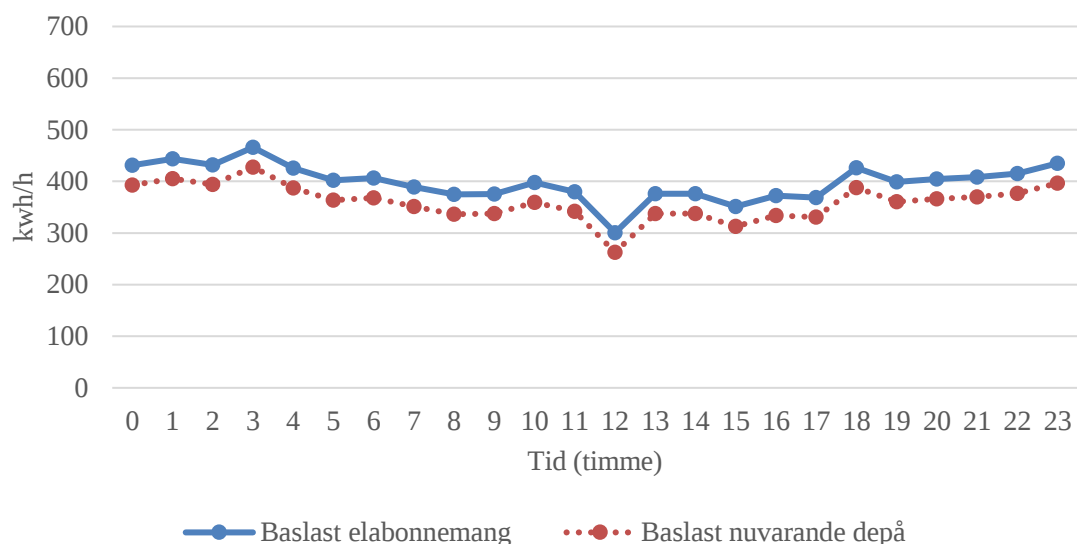
Figur 7.1. Det uppskattade effektbehovet för den nya depån för låglastscenariot. Solelproduktion är inte inkluderad i lastkurvorna.



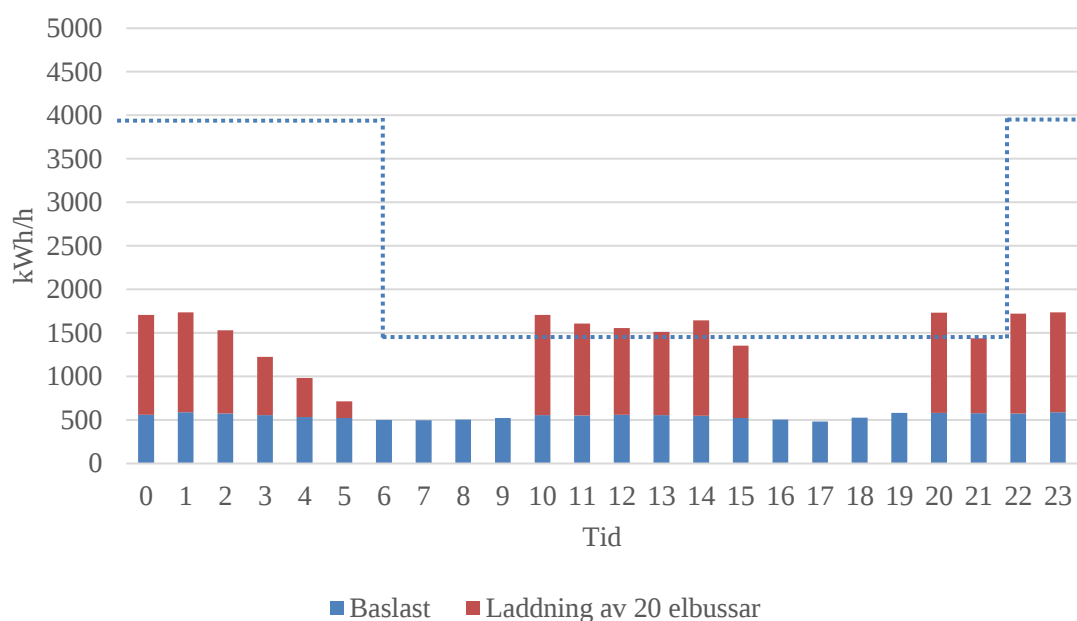
Figur 7.2. Det uppskattade effektbehovet för den nya depån en vinterhelg, för fem olika elbussscenarion. Den blå streckade linjen symboliserar begränsningen i effektuttag.



Figur 7.3. Baslasten en helg för det elabonnemang som den nuvarande stadsbussdepån ingår i, samt baslasten för enbart den nya stadsbussdepån.



Figur 7.4. Baslasten en sommarhelg (2018-07-15) för det elabonnemang som den nuvarande stadsbussdepån ingår i, samt baslasten för enbart den nya stadsbussdepån. Baslasten för en sommarhelgdag användes i låglastscenariot.



Figur 7.5. Det uppskattade effektbehovet vid den nya depån för höglastscenariot för ett scenario med 20 elbussar, eluppvärmning exkluderat.

7.7 Beräkning av systemverkningsgrad

För att beräkna systemverkningsgraden för en elbuss som laddas med el som producerats från en biogasmotor användes systemverkningsgraderna för en elbuss (47%) och en biogasmotor (40%). Systemverkningsgraden för en elbuss som laddas med el som producerats från en biogasmotor beräknades som

$$40 \% \times 47 \% = 19 \, \%.$$

Är det möjligt att få avsättning för värmen i en gasmotor blir systemverkningsgraden för en elbuss som laddas med el som producerats från en biogasmotor 40%, vilket beräknades som

$$85 \% \times 47 \% = 40 \ \%.$$