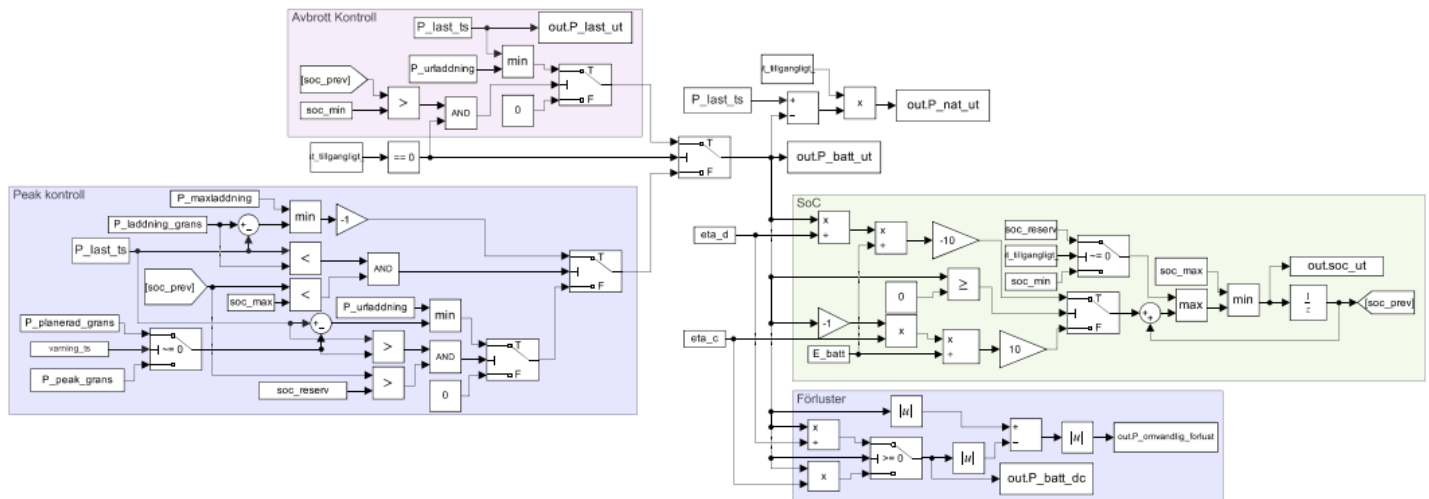




Potential för batterier och reservkraft i nätstationer

Examensarbete inom högskoleingenjörsprogrammet Elektroteknik

Noah Kronhed
Axel Rantamäki

Potential för batterier och reservkraft i nätstationer

NOAH KRONHED
AXEL RANTAMÄKI



CHALMERS

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2026

Potential för batterier och reservkraft i nätstationer

NOAH KRONHED
AXEL RANTAMÄKI

© NOAH KRONHED, 2026
© AXEL RANTAMÄKI, 2026.

Institutionen för elektroteknik
Chalmers tekniska högskola
SE-412 96 Göteborg
Sverige
Telefon +46 (0)31-772 1000

Omslag: Simuleringsmodell i Simulink.

Typsatt i L^AT_EX
Göteborg, Sverige 2026

Förord

Vi vill rikta ett stort tack till Kinnekulle Energi AB för möjligheten att genomföra examensarbetet i samarbete med företaget. Ett särskilt tack riktas till Joel Schelander, vår handledare på Kinnekulle Energi AB, för stöd, vägledning och hjälp med dataunderlag under arbetets gång.

Vi vill även tacka Thomas Hammarström, vår handledare och examinator vid Chalmers tekniska högskola, för värdefull återkoppling, vägledning och stöd under arbetet.

Noah Kronhed och Axel Rantamäki, Göteborg, juni 2026

Potential för batterier och reservkraft i nätstationer
NOAH KRONHED
AXEL RANTAMÄKI
Institutionen för elektroteknik
Chalmers tekniska högskola

Sammanfattning

Detta examensarbete undersöker potentialen för batterilager i nätstationer med fokus på samutnyttjande mellan peak shaving och reservkraft vid avbrott. Lokala elnät står inför ökade krav på flexibilitet och kapacitet till följd av elektrifieringen, ökade effekttoppar och behov av hög driftsäkerhet. Arbetet undersöker hur ett batterilager tekniskt kan användas i Kinnekulle Energis lokalnät.

I arbetet utvecklades en simuleringsmodell i MATLAB/Simulink för att analysera hur ett batterilager kan styras vid normal drift och vid avbrott. Batteriet dimensionerades initialt utifrån ett antaget bostadsområde och dess energibehov under en representativ avbrottstid. Batteriet testades i simuleringsmodellen med en verklig timvis lastprofil som även anpassades för att möjliggöra en tydligare analys av de två driftfallen.

I simuleringen av den verkliga lastprofilen används batterilagret sällan och endast en liten del av energikapaciteten utnyttjas, vilket visar att batteriet får en begränsad och säsongsberoende användning. De anpassade lastprofilerna visar att användningen av batterilagret ökar kraftigt med relativt små förändringar i lasten. Gemensamt för de studerade driftfallen är att batteriet huvudsakligen används för peak shaving och används därmed mest under vintern.

Arbetet visar att batterilager kan användas i nätstationer för både peak shaving och reservkraft. Resultaten indikerar samtidigt att nyttan är starkt beroende av belastningsprofilen och att energikapaciteten kan vara otillräcklig vid mer extrema belastningsfall.

Nyckelord: batterilager, nätstationer, peak shaving, reservkraft, lokalnät, MATLAB/Simulink.

Potential for batteries and backup power in distribution substations
NOAH KRONHED
AXEL RANTAMÄKI
Department of Electrical Engineering
Chalmers University of Technology

Abstract

This thesis investigates the potential of battery energy storage systems in localized distribution substations, with a focus on the combined use of peak shaving and backup power during outages. Local distribution networks are facing increasing demands for flexibility and capacity due to electrification, rising peak loads, and the need for high reliability. The study examines how a battery energy storage system can be technically utilized in Kinnekulle Energi's distribution network.

A simulation model was developed in MATLAB/Simulink to analyze the operation of a battery energy storage system during both normal operation and outage conditions. The battery was initially sized based on an assumed residential area and its energy demand during a representative outage duration. The battery was then evaluated using real hourly load data, which was also modified for a clear analysis of its two functions.

The results show that the battery is used infrequently under the original load data and that only a small portion of its energy capacity is utilized. The modified loads demonstrate that the use of the battery increases significantly with relatively small changes in the load. Across all studied cases, the battery is primarily used for peak shaving and is therefore most active during the winter season.

The study shows that battery energy storage systems can be used in distribution substations for both peak shaving and backup power. The results also indicate that the benefits are highly dependent on the load profile and that the available energy capacity may be insufficient during more extreme conditions.

Keywords: battery energy storage system, substations, peak shaving, backup power, distribution network, MATLAB/Simulink.

Innehåll

Figurer	x
Tabeller	xi
1 Inledning	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Syfte	1
1.3 Avgränsningar	2
1.4 Precisering av frågeställning	2
2 Teoretisk bakgrund	3
2.1 Lokalnätets uppbyggnad och nätstationens roll	3
2.2 Batterilager i elnät	3
2.2.1 Lik- och växelriktare	4
2.3 Driftstrategier	4
2.3.1 Reservkraft och backup vid avbrott	4
2.3.2 Toppkapning och effektbegränsning	5
2.3.3 Samutnyttjande mellan peak shaving och reservkraft	5
2.4 Velanders metod	6
3 Metod/Genomförande	7
3.1 Litteraturstudier	7
3.2 Datainsamling	7
3.3 Antaganden och modellparametrar	8
3.3.1 Uppskattat område	8
3.3.2 Förluster	9
3.4 Dimensionering av batteri	9
3.5 Simuleringsmodell	10
3.5.1 Modellens indata	12
3.5.2 Peak shaving	12
3.5.3 Reservkraft vid avbrott	13
3.5.4 Beräkning av SoC	14
4 Resultat	15
4.1 Peak shaving och reservkraft för verklig lastprofil	15
4.1.1 Nätstation 34011	15
4.1.2 Nätstation 34011 med extra vinteravbrott	17
4.2 Modifierat lastscenario	20
4.3 Analys av avbrottsstatistik	23

5	Diskussion	24
5.1	Tolkning av resultatet	24
5.1.1	Betydelsen av styrparametrar och verkningsgrad	25
5.2	Andra användningsområden för batterilager	27
5.3	Batterilager jämfört med traditionell reservkraft	28
5.4	Samhälleliga, etiska och ekologiska aspekter	29
6	Slutsats	30
6.1	Fortsatt arbete	30
	Bilagor	I
A	MATLAB-kod	I
B	Simulink-modell	IV
C	Avbrottsstatistik	VI

Figurer

3.1	Flödesschema för batteriets styrlogik.	11
3.2	Simuleringsmodellens uppbyggnad i MATLAB/Simulink.	12
4.1	Lastprofil över året för nätstation 34011.	16
4.2	Lastprofil och transformatorbelastning med batterilager över året för den verkliga lastprofilen.	16
4.3	Batteriets SoC över året för den verkliga lastprofilen.	17
4.4	Jan-feb: Lastprofil och transformatorbelastning med batterilager för nätstation 34011 med extra vinteravbrott.	18
4.5	Jan-feb: Batteriets SoC för nätstation 34011 med extra vinteravbrott.	18
4.6	Jan-feb: Batteriets effekt för nätstation 34011 med extra vinteravbrott.	19
4.7	Lastprofil över året för det modifierade lastscenariot.	21
4.8	Jan-feb: Lastprofil och transformatorbelastning med batterilager för den modifierade lastprofilen.	21
4.9	Jan-feb: Batteriets SoC för den modifierade lastprofilen.	22
B.1	Simulink-modell för simuleringarna.	V
C.1	Planerade avbrott under den studerade perioden.	VI
C.2	Oplanerade avbrott under den studerade perioden.	VII

Tabeller

3.1	Velanderkonstanter för småhus med elvärme.	8
4.1	Lastprofil för nätstation 34011.	15
4.2	Batteriets resultat för nätstation 34011.	17
4.3	Batteriets resultat för nätstation 34011 med extra vinteravbrott. . .	19
4.4	Lastprofil för antaget scenario.	20
4.5	Modifierad lastprofil.	20
4.6	Batteriets resultat för modifierad lastprofil.	22

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Lokala elnät står inför ökade krav på flexibilitet och kapacitet till följd av ökad elektrifiering, ökat elbehov och perioder med höga effekttoppar [1]. För nätägare innebär detta utmaningar kopplade till kapacitetsbegränsningar och behov av nätförstärkningar [2]. Batterilager har därför på senare år börjat användas allt mer som en flexibel resurs i elnätet för att bland annat begränsa effekttoppar, stödja nätet vid störningar och tillfälligt försörja laster vid avbrott [3].

Denna utveckling är även relevant för Kinnekulle Energis nätområde. I Götene Elförenings nätutvecklingsplan framgår att effektbehovet i nätet förväntas öka kraftigt under perioden 2025-2034, samtidigt som det överliggande nätet utgör en viktig begränsande faktor [4]. I samma plan lyfts även flexibilitetstjänster och batterilager fram som möjliga verktyg för att hantera framtida kapacitetsbehov. Götene Elförening anger att de redan har ett batterilager i elnätet som används för stödtjänster och att de ser peak shaving som ett möjligt framtida användningsområde.

För mindre nätägare finns dock begränsade resurser att genomföra detaljerade tekniska analyser av hur batterilager bör dimensioneras och användas tillsammans med befintlig nätstruktur. Det finns därför ett behov av att undersöka hur ett batterilager kan samutnyttjas mellan flera funktioner för att öka dess tekniska nytta. Särskilt intressant är kombinationen mellan peak shaving och reservkraft, eftersom batteriets användning annars riskerar att bli låg i nätstationer där avbrott förekommer sällan.

1.2 Syfte

Syftet med examensarbetet är att ta fram ett tekniskt underlag för att studera behovet och nyttan av batterilager i Kinnekulle Energis lokalnät, med fokus på samutnyttjande mellan peak shaving och reservkraft vid avbrott. Arbetet baseras på analys av mät- och driftdata samt simulering av olika driftfall för att undersöka hur batteriets effekt- och energikapacitet påverkar dess användning och tillgänglighet.

1.3 Avgränsningar

- Projektet avgränsas till Kinnekulle Energis lokalnät i Götene kommun.
- Arbetet omfattar inte detaljerad kraftsystemanalys av hela lokalnätet utan fokuserar på en representativ nätstation och aggregerad last.
- Reservkraft analyseras för oaviserade och aviserade avbrott baserat på avbrottsstatistik.
- Arbetet omfattar inte en fullständig ekonomisk lönsamhetsanalys.
- Batteriets interna elektrokemiska processer analyseras inte.

1.4 Precisering av frågeställning

Arbetet avser att undersöka följande frågor:

- Vilken effekt- och energikapacitet behöver batteriet ha för att vara till nytta för de studerade driftfallen?
- Hur väl kan ett batteri försörja en last vid avbrott?
- Hur väl kan ett batteri minska effekttoppar i den studerade nätstationen?
- Hur kan resultatet från en representativ nätstation användas för att dra slutsatser om andra liknande stationer?
- Hur förhåller sig batterilager tekniskt till traditionella lösningar för reservkraft och kapacitetshantering?

2 Teoretisk bakgrund

I detta kapitel redovisas den tekniska bakgrunden och de begrepp som ligger till grund för arbetet.

2.1 Lokalnätets uppbyggnad och nätstationens roll

Det svenska elnätet är uppdelat i transmissionsnät och distributionsnät [5]. Transmissionsnätet, som tidigare kallades stamnätet, förbinder större produktionsanläggningar med regionnäten över långa avstånd. Distributionsnätet innefattar region- och lokalnät, där regionnätet vidareför el till lokalnäten. Lokalnätet utgör den sista delen av elnätet som förser el till slutkunder såsom hushåll och mindre verksamheter [5]. Distributionsnätet arbetar med olika spänningsnivåer. I övergången mellan mellanspänningsnät och lågspänningsnät finns nätstationen, där en transformator sänker spänningen till en nivå som är lämplig för kundernas användning [6].

Transformatorns dimensionering baseras på dess märkeffekt (S_n), angiven i kVA, vilket beskriver den nominella skenbara effekt som transformatorn är avsedd för [7]. Transformatorn har även två märkspänningar som anger vilka spänningsnivåer den ska vara ansluten till. I praktiken kan transformatorer överbelastas under kortare tidsperioder. Den tillåtna överlasten och dess varaktighet beror på transformatorns termiska tillstånd, vilket påverkas av den tidigare belastningen, kylning och omgivningstemperatur [8]. Av denna anledning undviks långvarig drift nära märkeffekt, eftersom det minskar flexibiliteten vid temporära effekttoppar och ökar risken för slitage.

Nätstationen utgör en central punkt i lokalnätet eftersom all effekt till det anslutna lågspänningsområdet passerar genom denna nod. Nätstationer blir därmed en naturlig referenspunkt för analys av effektlöden i lokalnätet, särskilt vid studier av driftsäkerhet och effekttoppar och möjligheten att integrera flexibilitetsresurser såsom batterilager.

2.2 Batterilager i elnät

Batterilager används idag i allt större utsträckning i elnätet som en flexibel resurs för att hantera variationer i belastning och effektuttag. I distributionsnät kan batterier användas på flera olika sätt, till exempel effekttjämnning, stödtjänster och tillfällig reservkraft vid avbrott [3], [9].

Litiumjonbatterier är en vanlig batteriteknik som används i energilager eftersom de har hög energitäthet, verkningsgrad och god förmåga att snabbt leverera eller

ta upp effekt [10]. De är ackumulatorer vilket innebär att de går att ladda upp igen efter urladdning.

Batterier dimensioneras utifrån effekt- och energikapacitet, vilket beskriver hur stor effekt batteriet kan leverera eller ta emot, respektive mängden energi som batteriet kan lagra. Effektkapaciteten anges i kW eller MW och energikapaciteten anges i kWh eller MWh [10]. Batteriets laddningsgrad beskrivs med State of Charge (SoC) som är mängden av den tillgängliga energin i förhållande till energikapaciteten, angivet i procent [11].

Batteriets livslängd påverkas av flera driftfaktorer såsom temperatur, laddningsnivå, laddningshastighet och hur djupt batteriet urladdas. För litiumjonbatterier kan drift vid mycket höga eller låga laddningsnivåer bidra till snabbare degradering och minskad kapacitet över tid. Även höga laddnings- och urladdningseffekter kan påverka batteriets åldrande negativt [12].

För att minska degraderingen används därför ofta begränsningar för batteriets tillåtna SoC-intervall. Ett mer begränsat arbetsområde kan bidra till längre livslängd, men innebär samtidigt att en mindre del av batteriets energikapacitet utnyttjas [13].

2.2.1 Lik- och växelriktare

Batterier kan endast lagra energi som likström medan elnätet arbetar med växelström. För att batteriet ska kunna laddas från elnätet behövs en likriktare, som gör om växelström till likström. När batteriet i stället levererar effekt till nätet används en växelriktare som omvandlar likström till växelström. Dessa komponenter fungerar som länken mellan batteriet och elnätet och gör det möjligt att överföra effekt i båda riktningarna [14].

2.3 Driftstrategier

Batterilager i elnät kan användas för flera olika tillämpningar beroende på hur laddning och urladdning styrs. I distributionsnät är reservkraft och toppkapning två vanliga användningsområden som ställer olika krav på batteriets effektkapacitet, energikapacitet och laddningsnivå.

2.3.1 Reservkraft och backup vid avbrott

Vid användning som reservkraft är batteriets funktion att tillfälligt försörja lasten när det ordinarie elnätet inte är tillgängligt. Traditionell reservkraft utgörs ofta av dieselaggregat, men batterilager kan också användas för detta ändamål [3].

Huruvida avbrotten är planerade eller oplanerade innebär olika krav på batteriets

drift. Vid planerade avbrott kan batteriet laddas upp i förväg utifrån det förväntade energibehovet. Oplanerade avbrott kräver att batteriet alltid står inkopplat och uppladdat med tillräcklig laddningsnivå för att kunna försörja lasten direkt vid ett avbrott. Uppladdningen av batteriet bör styras så att det inte orsakar en onödigt hög belastning på nätet.

2.3.2 Toppkapning och effektbegränsning

Toppkapning, även kallat peak shaving, innebär att ett batterilager används för att reducera effekttoppar genom att tillfälligt försörja en del av lasten vid höga belastningsnivåer. Syftet är att begränsa den maximala effekt som tas ut genom transformatorn och därmed minska dess belastning [9].

Effekttoppar uppstår ofta under kalla vinterdagar då uppvärmning och annan elintensiv användning sammanfaller. Dessa effekttoppar är vanligtvis kortvariga men kan nå höga nivåer i förhållande till den normala belastningsgraden. Genom att använda batteriet under dessa perioder kan belastningen på transformatorn reduceras vid höga effekttoppar, vilket kan bidra till ett jämnare effektuttag och minska behovet av nätförstärkningar.

2.3.3 Samutnyttjande mellan peak shaving och reservkraft

När ett batterilager används för både toppkapning och reservkraft uppstår olika krav på batteriets styrning samt dess effekt- och energikapacitet. Reservkraft kräver att tillräcklig energi och effekt finns tillgänglig för att försörja lasten vid avbrott, medan toppkapning innebär återkommande laddnings- och urladdningscykler för att reducera effekttoppar.

Batteriet behöver därför dimensioneras utifrån det mest effekt- eller energikrävande driftfallet. I denna studie antas reservkraftsfallet vara det dimensionerande driftfallet. Effekttoppar och avbrott uppstår stokastiskt och kan inträffa med kort tidsmarginal mellan varandra, vilket innebär att batteriet inte alltid hinner återladdas tillräckligt mellan driftfallen. För planerade avbrott kan dock styrningen anpassas för att minska urladdningen vid toppkapning och därigenom öka tillgänglig energi.

2.4 Velanders metod

Velanders metod används för att beräkna en uppskattad toppeffekt för en eller flera kunder med hänsyn till årlig energiförbrukning och kundkategori. Metoden används för att uppskatta ett rimligt dimensioneringsvärde vid planering av nätkomponenter i distributionsnätet.

För en enskild kund kan Velanders formel skrivas som:

$$P = k_1 \cdot W + k_2 \cdot \sqrt{W} \quad (1)$$

där P är toppeffekten, W är årsenergin och k_1 samt k_2 är Velanderkonstanter som beror på kundkategorin. Konstanterna är empiriskt framtagna utifrån tidigare belastningsmätningar för respektive kundkategori.

För flera kunder inom samma kundkategori kan den sammanlagda toppeffekten beräknas enligt:

$$P = k_1 \cdot \sum_i W_i + k_2 \cdot \sqrt{\sum_i W_i} \quad (2)$$

Metoden ger en statistisk uppskattning av områdets dimensionerande toppeffekt baserat på årsenergi och tar inte hänsyn till lastens tidsvariation. Den beskriver därför inte när effekttoppar inträffar eller hur länge de varar. Resultatet är känsligt för valet av kundkategori och kan bli mindre representativt för varierande kundsammansättningar. Resultatet bör därför ses som ett preliminärt dimensioneringsvärde snarare än en exakt beskrivning av den verkliga lasten [15].

3 Metod/Genomförande

3.1 Litteraturstudier

Arbetet inleddes med en informationssökning i syfte att identifiera relevanta tidigare arbeten inom området, samt för att få en bättre förståelse för hur liknande simuleringar har gjorts i tidigare studier. Litteraturstudien användes som hjälp för att bygga upp den teoretiska delen, som underlag vid val av parametrar, olika driftstrategier och hur scenarier kan vara uppbyggda.

3.2 Datainsamling

Datainsamling genomfördes iterativt i takt med att simuleringsmodellen utvecklades. Inledningsvis användes tillgänglig data om nätstationer och avbrottsstatistik från Kinnekulle Energi.

Uppgifterna om nätstationerna omfattade märkeffekt och högsta belastningsgrad, vilket användes för att identifiera representativa nätstationer och driftfall som överensstämmer med det studerade scenariot.

Avbrottsstatistiken innehöll information om avbrottens varaktighet, tillfälle och orsak, som användes för att ta fram relevanta scenarier för både planerade och oplanerade avbrott.

För den nätstation som valts ut i studien efterfrågades en timupplöst lastprofil över ett år. Den användes för att representera variationer i belastning över tid och möjliggjorde analys av batteriets funktion vid effektbegränsning och reservkraft i mer realistiska driftfall.

Datainsamlingen utgjorde därmed grund för både modelluppbyggnad och val av simulerade scenarier, vilket möjliggjorde en analys av batteriets funktion under förhållanden som motsvarar verklig drift.

3.3 Antaganden och modellparametrar

Eftersom arbetet genomfördes innan fullständig data fanns tillgänglig som underlag behövdes ett antal tekniska antaganden för att kunna bygga upp modellen.

3.3.1 Uppskattat område

Studien utgår från ett antaget bostadsområde på 24 småhus med elvärme, anslutet till en nätstation med märkeffekten 100 kVA (10/0,4 kV). Scenariot är avsiktligt konstruerat för att utgöra en kontrollerad och jämförbar utgångspunkt vid analys av batterilager. Området representerar inte en specifik geografisk plats, men motsvarar belastningen hos flera nätstationer i Götenes elnät, vilket gör att resultaten bedöms gå att generalisera till liknande fall.

Valet av scenario baseras på energianvändning hos småhus med elvärme, vilka enligt Energimyndigheten har en årlig energiförbrukning på 98 kWh/m² [16]. I Götene har småhus en genomsnittlig boyta på 122 m², vilket ger en årlig energianvändning på cirka 11 956 kWh per hushåll [17],[18],[19]. För 24 hushåll motsvarar detta en total energianvändning på 286 944 kWh/år och en medeleffekt på cirka 33 kW.

Antalet hushåll har valts så att området ligger nära transformatorns kapacitetsgräns utan att vara kontinuerligt överlastat. Områdets dimensionerande toppeffekt uppskattas med hjälp av Velanders metod, som beskrivs i avsnitt 2.4. För kundkategorin småhus med elvärme används koefficienterna enligt [20], se Tabell 3.1.

Tabell 3.1: Velanderkonstanter för småhus med elvärme.

k_1	0,0003
k_2	0,025

Den sammanlagda toppeffekten beräknas enligt:

$$P_{Velanders} = 0,0003 \cdot 286\,944 + 0,025 \cdot \sqrt{286\,944} = 99,47 \text{ kW} \quad (3)$$

Den uppskattade toppeffekten ligger nära den maximalt tillåtna belastningen för en 100 kVA transformator, vilket gör området relevant för att analysera potentialen för toppkapning.

3.3.2 Förluster

För att simuleringen ska efterlikna verklig drift inkluderas förenklade antaganden kring verkningsgrad och effektfaktor, då dessa påverkar både batteriets dimensionering och energiflödena i modellen. Batterisystemets största förluster uppkommer vid dess upp- och urladdning, där båda omvandlarnas samt batteriets egna verkningsgrad är avgörande för effektiv energioverföring.

Lik- och växelriktare har normalt en verkningsgrad i intervallet 97-98 % [21]. Batteriers verkningsgrad anges ofta som round-trip efficiency (RTE), vilket innebär hur stor andel energi som kan tas ur batteriet i förhållande till energin som krävdes för att ladda upp det. För litiumjonbatterier ligger RTE vanligtvis i intervallet 85-95 % [22].

Batteriets RTE bestäms till 90 %. Förlusterna i batteriet orsakade av upp- och urladdning antas vara lika stora, vilket ger följande verkningsgrad för respektive riktning enligt (4):

$$\sqrt{0,90} \approx 0,95 \quad (4)$$

Den sammanlagda verkningsgraden för batteri och omvandlare vid laddning respektive urladdning blir därmed enligt (5):

$$0,98 \cdot 0,95 = 0,931 \quad (5)$$

Hela batterisystemets resulterande round-trip efficiency fås då enligt (6):

$$0,931^2 \approx 0,867 \quad (6)$$

Övriga förluster från kablar och reaktiv effekt modelleras inte separat, eftersom detaljerad nätdata saknas och dessa förluster bedöms vara små i förhållande till batterisystemets omvandlingsförluster. Effektfaktorn i bostadsområdet antas vara hög eftersom lasten huvudsakligen består av elvärme och hushållsapparater.

3.4 Dimensionering av batteri

Batteriets dimensioner behöver väljas så att de är tillräckliga för sitt ändamål utan att bli onödigt stora. För att bestämma batteriets energikapacitet görs en bedömning av behovet hos driftstrategierna nämnda i kapitel 2.3 för lastscenariot i avsnitt 3.3.1. Syftet är att ta fram ett initialt batteri som kan hantera effekttoppar och fungera som reservkraft, därefter utvärderas dess prestanda genom simulering. Batterilagrets parametrar utgår från det antagna områdets behov av reservkraft, eftersom avbrottsstatistik finns tillgänglig och det är svårt att uppskatta effekttopparnas varaktighet och därmed toppkapningens energibehov.

Enligt avbrottsstatistik så har avbrott i Kinnekulle Energis nätstationer en medellängd på 1,5 timmar, medan mediantiden för planerade och oplanerade avbrott ligger på en timme respektive 48 min. Eftersom de flesta avbrott pågår under en kortare tid än genomsnittet så väljs 1,5 timmar som representativ avbrottstid till dimensioneringen. Batteriet dimensioneras så att det ska kunna försörja området i 1,5 h under dess högsta belastning på 99,47 kW beräknad enligt Velanders metod i (3). Energibehovet hos lasten blir då enligt (7):

$$E_{behov} = P_{peak} \cdot \bar{t}_{avbrott} = 99,47 kW \cdot 1,5 h = 149,2 kWh \quad (7)$$

För att batteriets energikapacitet ska vara tillräcklig för att täcka behovet behöver både urladdningsförlust och det användbara SoC-intervallet tas i beaktande. Studien beaktar inte batteridegradering, men för att bättre efterlikna verklig styrning och dimensionering av batterilagret används ett konservativt SoC-intervall på 20-80 %. Detta innebär att energibehovet ska motsvara 60 % av batterilagrets totala energikapacitet för att laddningsnivån ska kunna hållas inom intervallet och ändå räckta till sitt avsedda behov. Förluster vid urladdning enligt (5) bör även beaktas vid dimensionering, för att den uttagbara energin ska motsvara energibehovet. För att kompensera för förluster och SoC-intervallet bör därmed batteriets storlek bestämmas utifrån (8):

$$E_{batteri} = \frac{1}{0,6 \cdot 0,931} \cdot 149,2 kWh = 267,11 kWh \quad (8)$$

Från ekvationerna (3) och (8) bestäms batterilagrets effekt- och energikapacitet till 100 kW respektive 270 kWh.

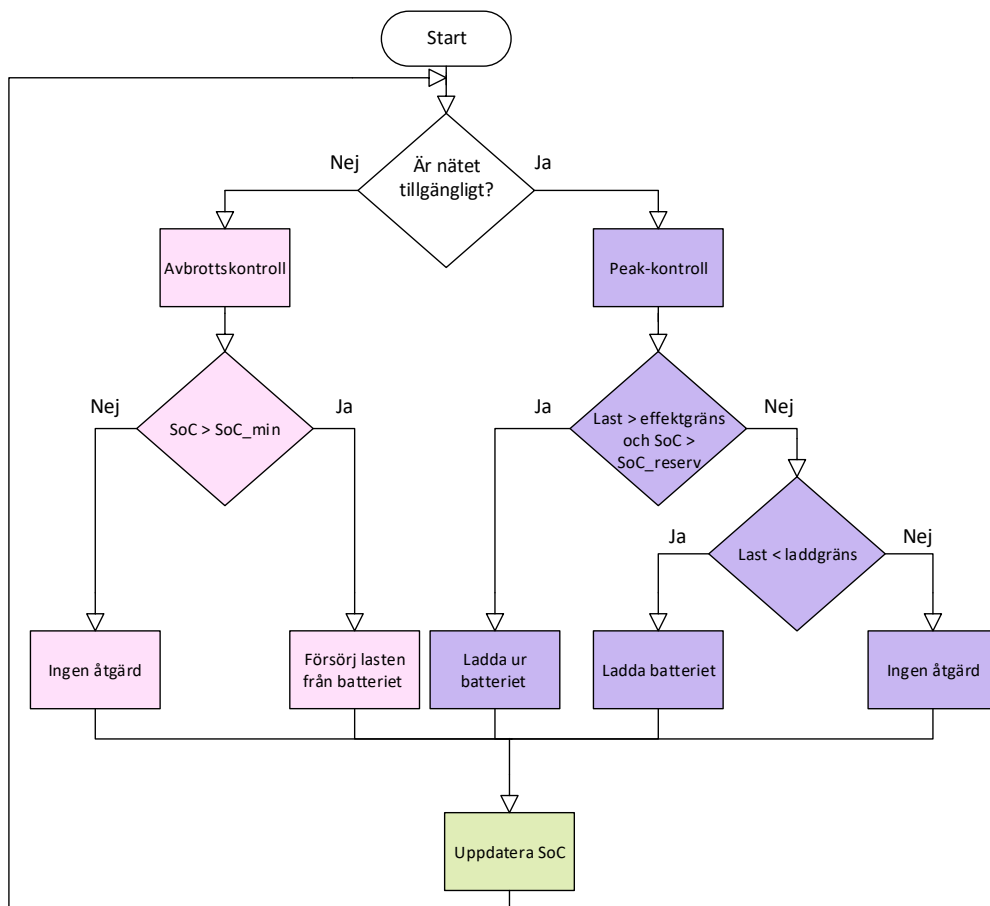
3.5 Simuleringsmodell

För att studera batteriets funktion används en tidsbaserad simuleringsmodell som byggdes upp i MATLAB/Simulink. MATLAB används för att hantera indata som lastprofiler, batteriets parametrar och avbrottssignaler, medan Simulink används för att utforma batteriets styrning och dess påverkan på nätstationen över tid. Uppdelningen gör det enklare att hantera indata, utforma styrningen och analysera utdata.

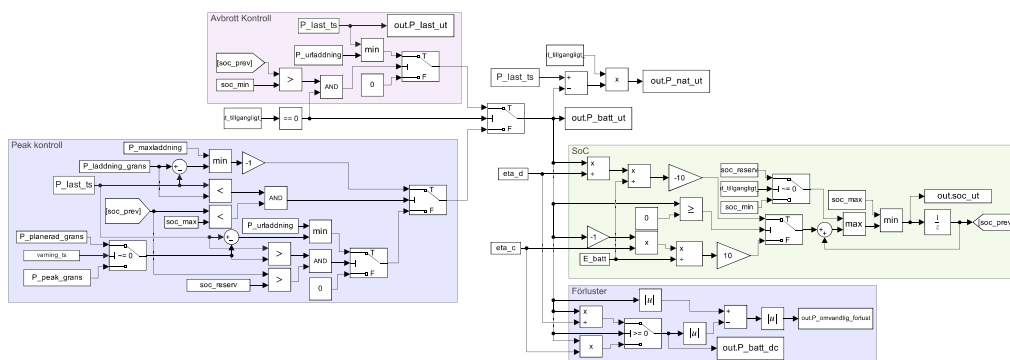
Lastprofilen som användes har timvis upplösning, medan simuleringen körs med ett tidsteg på en minut. Det betyder att lastdatan kommer att vara konstant mellan två olika timvärden, samtidigt som batteriets styrning och SoC uppdateras minutvis.

Modellen byggdes upp kring tre huvudfunktioner: peak shaving, backup vid ett avbrott och uppdatering av batteriets SoC. Peak shaving-delen avgör när batteriet ska laddas eller urladdas beroende på lastnivån, SoC och den valda effektgränsen.

Effektgränsen sattes till 80 % av transformatorns märkeffekt utifrån Kinnekulle Energis önskade belastningsgräns för transformatorn. Backupdelen hanterar batteriets funktion vid planerade och oplanerade avbrott. SoC-delen beskriver hur batteriets laddningstillstånd förändras över tid baserat på energikapacitet och verkningsgrader vid laddning eller urladdning. Batteriets övergripande styrlogik visas i Figur 3.1, medan den implementerade modellen i MATLAB/Simulink visas i Figur 3.2. Den MATLAB-kod som används för att definiera indata, modellparametrar och driftfall redovisas i Bilaga A. En större och tydligare figur av Simulink-modellen visas i Bilaga B, Figur B.1.



Figur 3.1: Flödesschema för batteriets styrlogik.



Figur 3.2: Simuleringsmodellens uppbyggnad i MATLAB/Simulink.

3.5.1 Modellens indata

Modellen använder lastdata för det studerade området som huvudsaklig indata. Utöver lastdatan används batteriets energikapacitet, maximal laddnings- och urladdningseffekt, verkningsgrad vid laddning och urladdning, samt gränser för högsta och lägsta SoC-värde. För att beskriva avbrottssituationer används signaler som anger om nätet är tillgängligt eller inte. Vid planerade avbrott används även en förvarningssignal, vilket gör att effektgränsen höjs innan avbrottet för att bevara mer energi i batteriet.

3.5.2 Peak shaving

Vid normal drift används batteriet för att begränsa effekttoppar i nätet. Om lasten överstiger den valda effektgränsen och SoC är högre än reservnivån, laddas batteriet ur för att minska effektuttaget från nätet. Om lasten i stället understiger den valda laddningsgränsen och batteriets SoC är lägre än högsta tillåtna laddningsnivå, laddas batteriet.

Urladdning vid peak shaving kan beskrivas enligt följande uttryck:

$$P_{\text{batt,peak}} = \min(P_{\text{load}} - P_{\text{peakgräns}}, P_{\text{urladdning}}) \quad (9)$$

när

$$P_{\text{load}} > P_{\text{peakgräns}} \quad \text{och} \quad SoC > SoC_{\text{reserv}}.$$

På motsvarande sätt kan batteriets laddning beskrivas som:

$$P_{\text{batt,ladd}} = \min(P_{\text{laddgräns}} - P_{\text{load}}, P_{\text{maxladdning}}) \quad (10)$$

när

$$P_{\text{load}} < P_{\text{laddgräns}} \quad \text{och} \quad SoC < SoC_{\text{max}}.$$

Funktionen min används för att begränsa batteriets effekt. Det innebär att batteriet endast levererar eller tar emot den effekt som behövs, men aldrig mer än dess maximala tillåtna laddnings- eller urladdningseffekt.

P_{load} är områdets aktuella last, $P_{\text{peakgräns}}$ är den valda effektgränsen, $P_{\text{urladdning}}$ är batteriets maximala urladdningseffekt, $P_{\text{laddgräns}}$ är den nivå under vilken batteriet tillåts laddas och $P_{\text{maxladdning}}$ är batteriets maximala laddningseffekt. SoC_{reserv} är reservnivån som begränsar urladdning vid normal drift och SoC_{max} är batteriets högsta tillåtna laddningsnivå.

3.5.3 Reservkraft vid avbrott

Vid avbrott försörjer batteriet lasten så länge SoC är högre än den lägsta tillåtna nivån. Om nätet inte är tillgängligt och batteriet har tillräckligt med lagrad energi levererar batteriet effekt till lasten. Om batteriets SoC når den lägsta tillåtna gränsen stoppas urladdningen för att skydda batteriet mot alltför djupa urladdningar. Vid planerade avbrott används en förvarningssignal tre timmar innan avbrottet. Under denna period höjs effektgränsen till 90 kW, vilket minskar batteriets urladdning för peak shaving och gör att mer energi kan sparas till reservkraftsfunktionen.

Backupfunktionen kan beskrivas som:

$$P_{\text{batt,backup}} = \min(P_{\text{load}}, P_{\text{urladdning}}) \quad (11)$$

så länge som

$$SoC > SoC_{\text{min}}.$$

Det betyder att batteriet försörjer hela lasten om lastens effektbehov inte överstiger batteriets maximala urladdningseffekt. Om lasten är högre än batteriets effektkapacitet försörjs endast den del som batteriet kan leverera. Hur länge lasten kan

försörjas beror på batteriets energikapacitet och SoC. Vid normal drift begränsas batteriets urladdning av en reservnivå. Vid avbrott kan batteriet däremot användas ned till den lägsta tillåtna SoC-nivån, $SoC_{\min}$.

3.5.4 Beräkning av SoC

Batteriets SoC kan generellt beräknas med coulomb counting, där batteriströmmen integreras över tid [23]. I denna modell används i stället en energibaserad formulering, eftersom modellens indata och batteriparametrar uttrycks i effekt och energi. Med sambandet $P = UI_{\text{batt}}$ kan den strömbaserade laddningsförändringen kopplas till en energiförändring över ett tidssteg.

För varje tidssteg beräknas förändringen i SoC utifrån batteriets effekt, tidsstegets längd, batteriets energikapacitet och verkningsgraden vid laddning eller urladdning.

Vid urladdning uppdateras SoC enligt:

$$SoC_{k+1} = SoC_k - \frac{P_{\text{batt}} \Delta t}{\eta_d E_{\text{batt}}} \cdot 100 \quad (12)$$

och vid laddning enligt:

$$SoC_{k+1} = SoC_k + \frac{\eta_c |P_{\text{batt}}| \Delta t}{E_{\text{batt}}} \cdot 100 \quad (13)$$

där P_{batt} är batteriets effekt, Δt är tidssteget, E_{batt} är batteriets energikapacitet, η_c är laddningens verkningsgrad och η_d är urladdningens verkningsgrad.

4 Resultat

Här presenteras resultaten från simuleringarna av batterilagrets funktion vid toppkapning och reservkraft. Det dimensionerade batteriet testas först mot den verkliga lastprofilen för nätstation 34011 för att undersöka hur batteriet fungerar under realistiska driftförhållanden. Därefter analyseras ett modifierat lastscenario med högre och mer långvarig belastning för att studera hur batteriets energibehov påverkas när nätstationen belastas närmare transformatorns kapacitetsgräns.

4.1 Peak shaving och reservkraft för verklig lastprofil

Den verkliga lastprofilen för nätstation 34011 används för att utvärdera det dimensionerade batterilagret enligt avsnitt 3.4. Lastprofilen innehåller både normal årlig variation och ett planerat avbrott i maj med en varaktighet på 29 minuter. Nätstationen har lägre energiförbrukning och lägre effekttoppar än det dimensionerande scenariot.

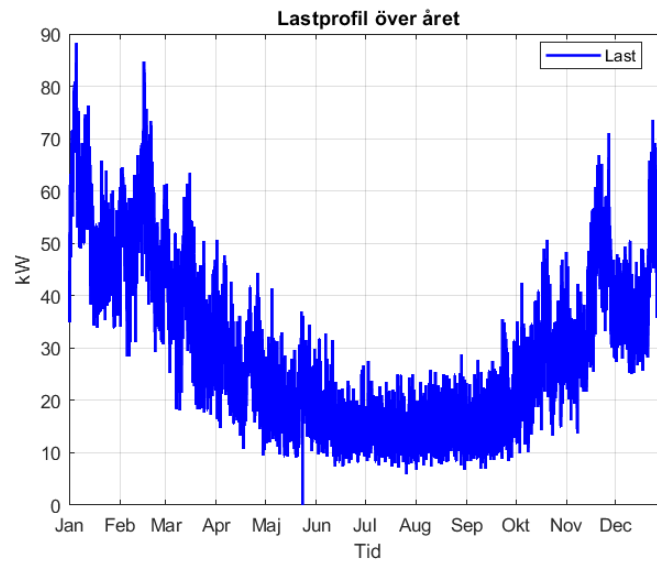
4.1.1 Nätstation 34011

Tabell 4.1 sammanfattar lastprofilen för nätstation 34011. Den årliga energiförbrukningen för lasten är 259 566 kWh, vilket innebär en medeleffekt på 29,63 kW. Den högsta effekttoppen uppgår till 88,18 kW. Den valda effektgränsen på 80 kW överskrids i totalt 9 timmar under året.

Tabell 4.1: Lastprofil för nätstation 34011.

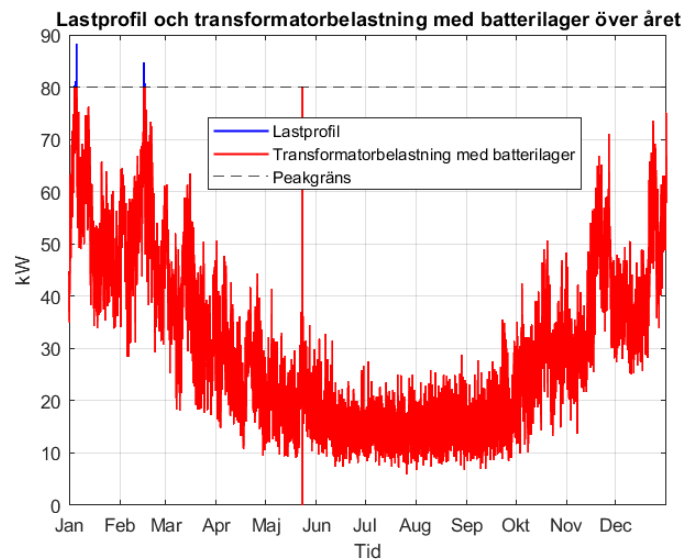
Medeleffekt [kW]	29,63
Högsta belastning [kW]	88,18
Energiförbrukning [kWh/år]	259 566
Timmar över effektgränsen [h]	9

Figur 4.1 visar hur nätstationens belastning varierar över året med effekttopparna i januari och februari samt avbrottet i maj då belastningen är noll.

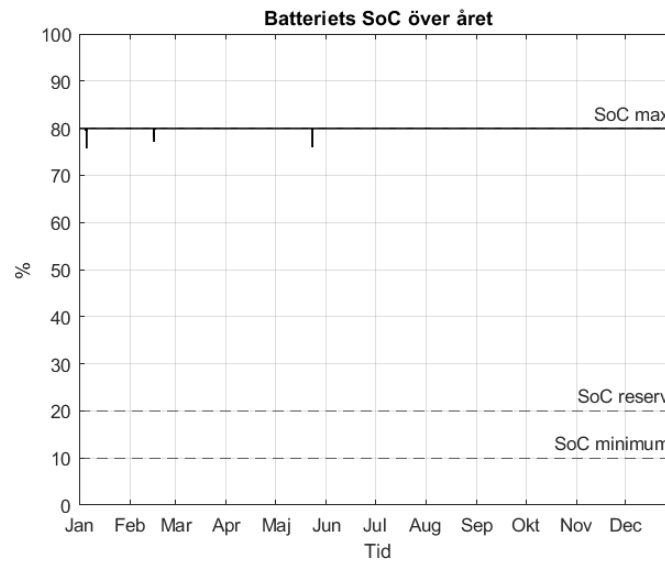


Figur 4.1: Lastprofil över året för nätstation 34011.

Figur 4.2 visar hur batteriet avlastar transformatorn under effekttopparna i januari och februari, samt försörjer lasten under avbrottet i maj och sedan återladdas.



Figur 4.2: Lastprofil och transformatorbelastning med batterilager över året för den verkliga lastprofilen.



Figur 4.3: Batteriets SoC över året för den verkliga lastprofilen.

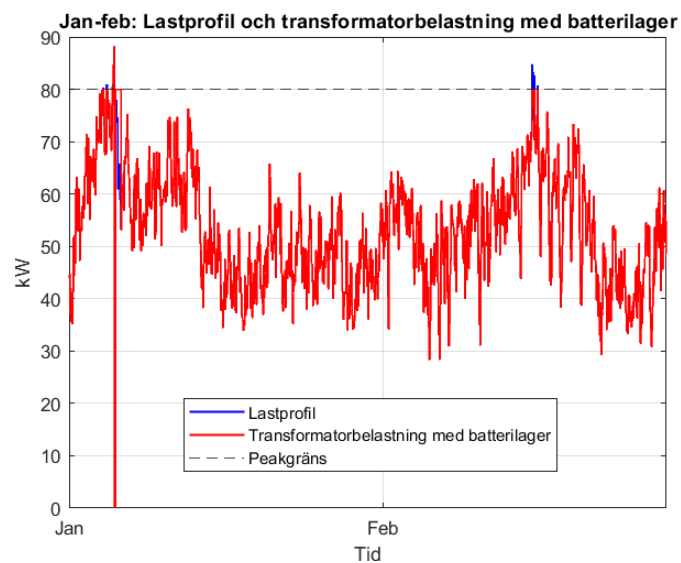
I Tabell 4.2 sammanfattas batteriets driftresultat för den verkliga lastprofilen. Batteriets högsta urladdningseffekt är 19,81 kW och försörjer totalt 36 kWh av lasten under året. Energiförlusterna vid ur- och uppladdning av batterilagret uppgår till 4,8 kWh. Batteriets lägsta SoC under simuleringen är 75,86 %, SoC-nivån under hela året visas i Figur 4.3.

Tabell 4.2: Batteriets resultat för nätstation 34011.

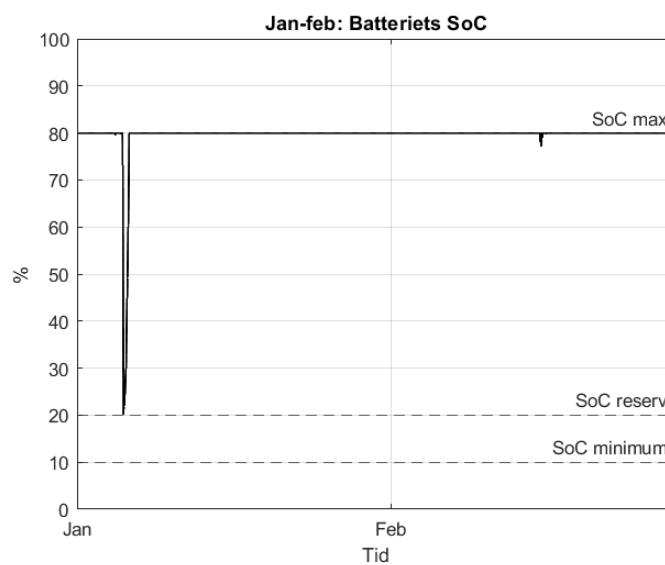
Högst urladdning [kW]	19,81
Försörd energi [kWh]	36
Energiförluster [kWh]	4,8
Lägsta SoC [%]	75,86

4.1.2 Nätstation 34011 med extra vinteravbrott

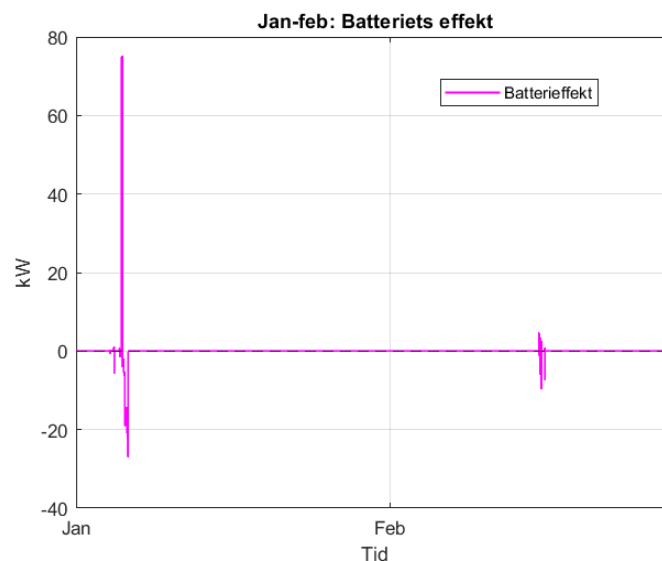
För att tydligare analysera batteriets reservkraftsfunktion kompletteras lastprofilen med ett ytterligare planerat avbrott på två timmar under en period med hög belastning. Detta driftfall används för att undersöka hur batteriets energikapacitet påverkas när både peak shaving och reservkraft används under samma period.



Figur 4.4: Jan-feb: Lastprofil och transformatorbelastning med batterilager för nätstation 34011 med extra vinteravbrott.



Figur 4.5: Jan-feb: Batteriets SoC för nätstation 34011 med extra vinteravbrott.



Figur 4.6: Jan-feb: Batteriets effekt för nätstation 34011 med extra vinteravbrott.

Figur 4.4 visar lastprofilen och transformatorbelastningen under januari och februari, där det extra planerade avbrottet sker precis efter den högsta effekttoppen. Enligt styrningsmodellen höjs effektgränsen temporärt till 90 kW och den nedre SoC-gränsen sänks till 10 % under avbrottet. Figur 4.5 visar att batteriets SoC sjunker till 20,2 % under avbrottet, men att batteriet kan försörja lasten under hela avbrottstiden. Batteriet har en högsta urladdningseffekt på 75 kW och levererar totalt 173,3 kWh till lasten. Energiförlusterna uppgår till 23 kWh. Batteriets driftresultat sammanfattas i Tabell 4.3.

Tabell 4.3: Batteriets resultat för nätstation 34011 med extra vinteravbrott.

Högst urladdning [kW]	75
Försörjd energi [kWh]	173,3
Energiförluster [kWh]	23
Lägsta SoC [%]	20,2

4.2 Modifierat lastscenario

För att studera batterilagrets funktion för toppkapning modifieras lastprofilen för nätstation 34011 så att den bättre motsvarar det antagna scenario som användes vid batteridimensioneringen i avsnitt 3.3.1. Lastparametrarna för scenariot sammanfattas i Tabell 4.4.

Tabell 4.4: Lastprofil för antaget scenario.

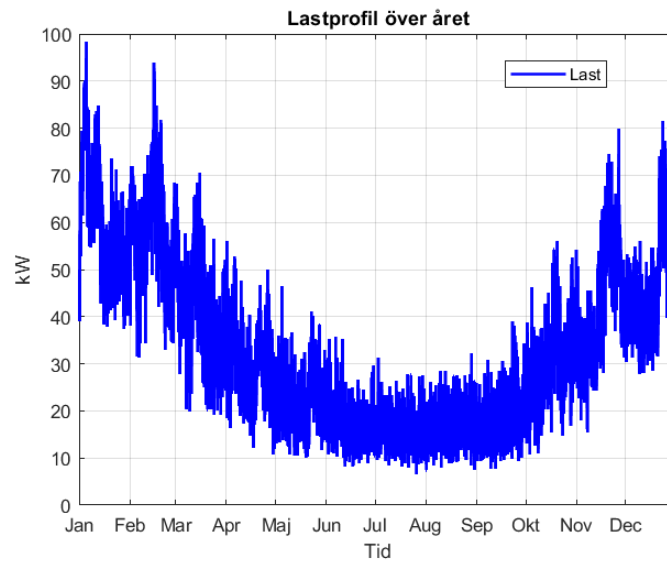
Medeleffekt [kW]	33
Högsta belastning [kW]	99,47
Energiförbrukning [kWh/år]	286 944

En modifierad lastprofil skapas genom att lastprofilen för 34011 skalas upp med en last som motsvarar tre småhus med elvärme. Syftet är att skapa fler och längre perioder där områdets belastning ligger nära transformatorns märkeffekt, men ändå hålla medeleffekten rimlig för samma nätstation. Den modifierade lastprofilen presenteras i Tabell 4.5.

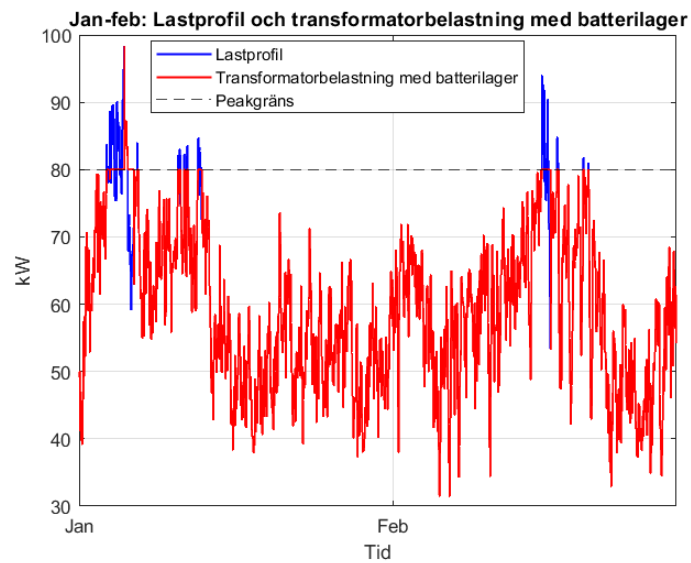
Tabell 4.5: Modifierad lastprofil.

Medeleffekt [kW]	32,99
Högsta belastning [kW]	98,35
Energiförbrukning [kWh/år]	289 034
Timmar över effektgränsen [h]	68

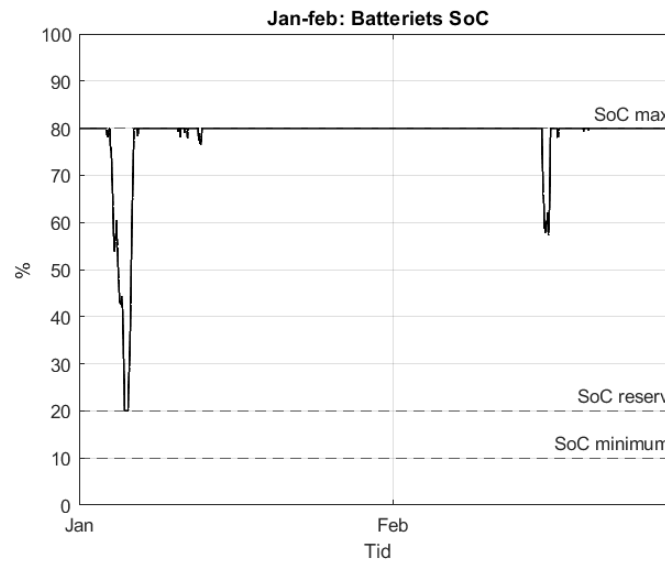
Jämfört med den verkliga lastprofilen ökar energiförbrukningen från 259 566 kWh/år till 289 034 kWh/år och toppeffekten från 88,18 kW till 98,35 kW. Tiden över effektgränsen ökar samtidigt från 9 till 68 timmar per år. Jämfört med den verkliga lastprofilen förekommer fler och mer långvariga perioder där belastningen överstiger effektgränsen. I den modifierade lastprofilen förekommer effektoppar i januari, februari, november och december. För att tydliggöra batteriets funktion under den mest kritiska perioden visas januari och februari mer detaljerat i Figur 4.8, medan batteriets SoC under samma period visas i Figur 4.9.



Figur 4.7: Lastprofil över året för det modifierade lastscenariot.



Figur 4.8: Jan-feb: Lastprofil och transformatorbelastning med batterilager för den modifierade lastprofilen.



Figur 4.9: Jan-feb: Batteriets SoC för den modifierade lastprofilen.

Batteriets högsta urladdningseffekt uppgår till 18,35 kW. Totalt försörjs 308,75 kWh av lasten med batteriet, vilket ger upphov till energiförluster på 41,14 kWh. I detta driftfall nås batteriets nedre SoC-gräns under den högsta effekttoppen och kan inte upprätthålla toppkapningen under hela perioden med hög belastning. De effekttoppar som kvarstår utgör en total energi på 34 kWh under en period på 8,1 timmar. Resultatet för batterilagrets användning i den modifierade lasten sammanfattas i Tabell 4.6.

Tabell 4.6: Batteriets resultat för modifierad lastprofil.

Högst urladdning [kW]	18,35
Försörd energi [kWh]	308,75
Energiförluster [kWh]	41,14
Lägst SoC [%]	20
Tid då toppkapning ej kunde upprätthållas [h]	8,1
Ej toppkapad energi [kWh]	34

4.3 Analys av avbrottsstatistik

Avbrottsstatistiken visar att 142 av 448 driftsatta nätstationer drabbades av minst ett avbrott under den studerade perioden på 14 månader. Totalt registrerades 221 avbrott, varav 189 var planerade och berörde 114 nätstationer. De resterande 32 oplanerade avbrotten berörde 28 nätstationer och ingen station drabbades av fler än två oplanerade avbrott under perioden.

Flera registrerade planerade avbrott kunde kopplas till samma servicearbete och inträffade ofta under samma dag eller vecka. Antalet registrerade avbrott motsvarar därför inte nödvändigtvis antalet separata underhållsarbeten. Avbrotten är fördelade över hela den studerade perioden, utan tydlig koncentration till någon specifik del av året. Avbrottens tidsmässiga fördelning framgår i Bilaga C, Figur C.1 och Figur C.2.

5 Diskussion

Detta avsnitt diskuterar resultaten från simuleringarna med fokus på batteriets tekniska funktion i nätstationen. Särskild vikt läggs vid hur batteriet fungerar för peak shaving och reservkraft vid avbrott. Eftersom arbetet inte omfattar någon ekonomisk analys utvärderas inte batteriets lönsamhet. Fokus ligger i stället på användningsgrad, dimensionering och teknisk nytta i de studerade driftfallen.

5.1 Tolkning av resultatet

Resultaten för den verkliga lastprofilen visar att batteriets dimensionering ger god marginal för både toppkapning och reservkraft. Effekttopparna är få och relativt låga samtidigt som det verkliga avbrottet är kortvarigt och inträffar under en period med låg belastning.

När lastprofilen kompletteras med ett två timmar långt vinteravbrott räcker batteriets energikapacitet fortfarande till för att försörja lasten under hela avbrottet. Eftersom avbrottet är planerat höjs effektgränsen innan avbrottet, vilket begränsar batteriets användning för toppkapning och sparar energi till reservkraftsfunktionen. Batteriet hade även kunnat bidra till viss toppkapning före avbrottet och därefter försörja lasten under avbrottet, eftersom reservkraftsfunktionen kan använda en större del av batteriets tillgängliga SoC-intervall. Efter avbrottet är batteriets SoC nära den nedre gränsen på 20 %, vilket innebär att marginalen för ytterligare toppkapning direkt efter avbrottet är mycket liten.

Resultaten visar därför att batteriets dimensioner är lämpliga för de studerade driftfallen i nätstation 34011, samtidigt som det står tillgängligt utan att utnyttjas under större delen av året.

Den modifierade lastprofilen visar att batteriets användning kan förändras kraftigt vid en relativt liten ökning av belastningen. Trots att ökningen i årsförbrukning och toppeffekt är förhållandevis liten ökar antalet timmar över effektgränsen markant, vilket leder till ett betydligt större behov av toppkapning.

I båda lastprofilerna är belastningen betydligt högre under vinterhalvåret än under sommarhalvåret. Under sommaren är belastningen relativt jämn och följer ett tydligt dygnsmonster, medan vinterbelastningen varierar mer mellan olika dygn. Effekttopparnas inträffande, varaktighet och storlek blir därmed oregelbundna, vilket försvårar dimensioneringen av ett batterilager som ska kunna hantera samtliga belastningssituationer effektivt.

I den modifierade lastprofilen sker ett tillfälle där batteriets tillgängliga energi tar slut under den mest belastade perioden, vilket gör att det inte kan fortsätta bidra till

toppkapning under de nio efterföljande timmarna. Situationen uppstår när två längre perioder med hög belastning infaller med endast ett kort uppehåll emellan. Den fortsatt höga nätbelastningen under uppehållet begränsar batteriets återladdning, vilket bidrar till att batteriet inte hinner nå en tillräckligt hög laddningsnivå.

Att batteriet inte klarar att upprätthålla toppkapningen under hela den högsta belastningsperioden indikerar att energikapaciteten är otillräcklig för detta specifika driftfall. Batteriet bidrar dock fortfarande med nytta genom att avlasta transformatorn under en stor del av belastningsperioden och därmed begränsa den termiska uppvärmningen. Den lägre kontinuerliga belastningen förbättrar transformatorns möjlighet att hantera högre belastningar och tillfällig överlast under längre tid jämfört med om hela lasten hade försörjts direkt av transformatorn.

Om belastningssituationer av denna typ förekommer sällan kan det finnas skäl att acceptera en begränsad mängd utebliven toppkapning i stället för att dimensionera batteriet efter enstaka extrema händelser.

Resultaten visar att samutnyttjande mellan toppkapning och reservkraft främst är relevant under vintermånaderna, då belastningen är som högst. Under övriga delar av året används batteriet inte för toppkapning, vilket innebär att batterilagrets energikapacitet helt står i beredskap för avbrottshantering. Vid en genomsnittlig belastning omkring 30 kW motsvarar batteriets tillgängliga energikapacitet ungefär fem timmars reservkraft. Under vinterperioder minskar däremot denna marginal eftersom högre belastning förkortar den möjliga reservkraftstiden samtidigt som batteriet kan behöva användas för toppkapning.

Statistik visar att avbrott är relativt ovanliga händelser i Götenes elnät. Under den studerade perioden drabbades 32 % av nätstationerna av minst ett avbrott, medan endast 7 % drabbades av ett oplanerat avbrott. Reservkraftsfunktionen kommer därför att användas relativt sällan, särskilt för oplanerade avbrott. Att installera ett batterilager enbart för reservkraft kan därför vara svårt att motivera i en nätstation som huvudsakligen försörjer bostadskunder.

Resultaten indikerar därmed att samutnyttjande mellan toppkapning och reservkraft kan vara ett sätt att öka den tekniska nyttan av ett batterilager. I de studerade lastprofilerna uppstår både effekttoppar och avbrott relativt sällan, vilket innebär att batteriets totala användningsgrad under året blir låg.

5.1.1 Betydelsen av styrparametrar och verkningsgrad

De kvarstående effekttopparna i den modifierade lastprofilen uppgår till 34 kWh. Den mest direkta lösningen hade varit att öka batteriets installerade energikapacitet med 65 kWh. Samtidigt visar samtliga lastprofiler att effekttopparnas varaktighet

och storlek varierar, vilket gör det svårt att på förhand avgöra hur stor energikapacitet som krävs för att hantera framtida belastningsfall. Batteriets prestanda är inte endast beroende av dess storlek, utan även av hur den tillgängliga energin används.

Den valda effektgränsen på 80 % av transformatorns märkeffekt är baserad på Kinnekulle Energis riktlinjer och ska inte tolkas som en teknisk belastningsgräns för transformatorn. Transformatorer kan normalt belastas upp till dess märkeffekt och under begränsade perioder även över denna nivå. Effektgränsen har därför främst använts som en konservativ utgångspunkt för styrningen av batteriets upp- och urladdning.

I simuleringen används samma belastningsgräns för att styra både toppkapning och återladdning. En högre belastningsgräns hade inneburit att batteriet behövt bidra med mindre effekt och energi vid toppkapning, samtidigt som batteriet fått större möjlighet att återladdas mellan belastningsperioder. En högre belastningsgräns innebär dock att transformatorn behöver försörja en större del av lasten. Eftersom batteriet dessutom kan återladdas vid högre belastningsnivåer riskerar transformatorn att fortsätta belastas relativt hårt även efter att effekttoppen passerat. Den minskade användningen av batteriet sker därmed på bekostnad av en högre belastning på transformatorn.

En alternativ lösning hade varit att använda separata gränsvärden för toppkapning och återladdning. Batteriet hade då kunnat återladdas vid lägre belastningar utan att återladdningen bidrar till en hög belastning på transformatorn. En sådan styrning hade dock krävt att gränsvärdena bestäms efter noggrann bedömning, eftersom en för låg återladdningsgräns samtidigt kan begränsa hur snabbt batteriet återhämtar sin energinivå mellan närliggande effekttoppar.

En ytterligare möjlig strategi hade varit att prioritera peak shaving till de allra högsta belastningarna genom att begränsa batteriets användning vid mindre effekttoppar. Batteriet hade då kunnat spara energi till situationer där belastningen närmar sig eller överstiger transformatorns märkeffekt.

Ett större SoC-intervall hade även kunnat vara ett sätt att öka batteriets tillgängliga energikapacitet. I studien användes ett konservativt intervall för att efterlikna ett realistiskt batterisystem, där djupa urladdningar undviks för att minska batteriets degradering. Enligt resultaten sker dessa djupa urladdningar endast i ett fåtal extrema driftfall. Eftersom batteridimensioneringen har utförts med hänsyn till SoC-intervall 20-80 % hade ett större tillåtet SoC-intervall i styrmodellen kunnat ge tillgång till mer energi vid behov. Alternativt hade batteriet kunnat dimensioneras för ett större SoC-intervall och därmed uppnå samma tillgängliga energimängd med en mindre installerad batterikapacitet.

Energilagring medför extra förluster som inte uppkommer när energin används

direkt. Dessa förluster uppstår både i växel- och likriktaren samt internt i battericellerna. Förluster i likriktaren innebär att en mindre andel av den tillförda energin lagras i batteriet, vilket förlänger uppladdningstiden. Förluster i växelriktaren innebär i stället att batteriet måste leverera mer energi än vad som faktiskt når lasten. Batteriets RTE påverkar båda dessa processer eftersom en del av energin går förlorad vid uppladdning och urladdning. Höga verkningsgrader hos batteri och omvandlare minskar därför inte bara energiförlusterna utan förbättrar även batteriets möjlighet att återladdas mellan belastningsperioder och att utnyttja den installerade energikapaciteten effektivt. I det modifierade driftfallet hade högre verkningsgrader därför kunnat minska både energibehovet och tiden som krävs för återladdning mellan effekttoppar.

5.2 Andra användningsområden för batterilager

I detta arbete har batterilagret endast använts för peak shaving och som reservkraft vid avbrott. Batterilager kan användas för flera andra funktioner i ett elsystem. Ett vanligt exempel är frekvensreglering, där ett batteri snabbt kan ladda eller ladda ur för att bidra till balansen mellan produktion och förbrukning i elnätet.

Ett svenskt exempel på detta är Isbillen Power Reserve som ligger i Sollefteå. Anläggningen har en effekt- och energikapacitet på 93,9 MW respektive 93,9 MWh och beskrivs som Nordens största batterilager. Batteriet ska hjälpa Svenska kraftnät med frekvenshållningsreserver och bidra till att upprätthålla balansen i kraftsystemet. Enligt AFRY kan anläggningen även bidra till lägre kostnader för nätstabilisering och underlätta tillkomsten av sol- och vindkraft [24].

Ett internationellt exempel är Hornsdale Power Reserve i Södra Australien. Anläggningen har efter utbyggnad en effekt på 150 MW och en energikapacitet på 193,5 MWh. Batteriet används bland annat för frekvensreglering och andra stöd-tjänster som bidrar till stabilitet i nätet. Till skillnad från Isbillen har Hornsdale även utvecklats med Teslas Virtual Machine Mode, vilket gör att batteriet kan ge tröghetsliknande stöd och bidrar till att bromsa snabba frekvensförändringar i elnätet [25].

Även i Sverige ser man en tydlig utbyggnad av större batterilager. Ett exempel är Mälarenergis planerade batteripark i Västerås, som ska kunna lagra 60 MWh och planeras vara klar i slutet av 2026. På lokal nivå ska batterierna kunna användas för att jämna ut effekttoppar och fungera som reservkraft vid avbrott. Exemplet är relevant eftersom det visar att batterilager kan användas för samma funktioner som detta arbete, fast i en större skala [26].

5.3 Batterilager jämfört med traditionell reservkraft

Batterilager kan i vissa fall utgöra ett alternativ eller komplement till traditionell reservkraft som dieselgeneratorer eller gasturbiner. Batterier kan leverera effekt direkt vid ett avbrott och har goda möjligheter till snabb och exakt effekttreglering. De har även en hög och relativt konstant verkningsgrad jämfört med förbränningsbaserad reservkraft, där verkningsgraden varierar med belastning och varvtal.

Traditionell reservkraft i lokalnät utgörs ofta av dieselaggregat. En sådan lösning har fördelen att den kan försörja en last under längre avbrott, eftersom drifttiden främst är begränsad av tillgången på bränsle. Till skillnad från ett batterilager kan generatorns drifttid förlängas genom bränslepåfyllning. Detta gör generatorbaserad reservkraft särskilt användbar vid långvariga avbrott. Samtidigt innebär lösningen bränsleförbrukning, buller och lokala utsläpp, vilket gör att miljöpåverkan behöver betraktas [27].

En möjlig utveckling är att kombinera batterilager med dieselaggregat i ett hybridsystem. I en sådan lösning kan batteriet försörja lasten under kortare perioder, medan dieselaggregatet används för att ladda batteriet när det kan köras vid mer gynnsam belastning. En sådan drift kan minska bränsleförbrukningen jämfört med en lösning där dieselaggregatet ensamt står för hela reservkraften [28].

Ett batterilager skiljer sig från traditionell reservkraft genom att det även kan användas under normal drift, exempelvis för peak shaving. Batteriet kan leverera effekt snabbt och utan lokala utsläpp, men drifttiden begränsas av energikapaciteten och den aktuella laddningsnivån. Resultaten i detta arbete visar därför att batterilager är intressant vid kortare avbrott och kortvariga effekttoppar. Vid längre avbrott kan däremot en generator vara mer lämplig.

Ett annat möjligt problem vid reservkraftsdrift kan uppstå vid ö-drift i nät som har lokal produktion, exempelvis solceller. Ö-drift innebär att en del av nätet kopplas bort från det överliggande nätet och i stället försörjs av en lokal reservkälla. Om produktionen från solceller blir större än lasten kan ett effektoverskott uppstå i det isolerade nätet. Tidigare studier visar att en hög andel lokal produktion i lågspänningsnätet kan leda till omvänt effektförlöde och andra nätproblem [29].

Vid reservkraftskörning i nät med lokal produktion kan det leda till att generatören löser ut på grund av bakeffekten, eftersom den inte kan hantera överskottet [30]. Ett batterilager kan i ett sådant fall både leverera och ta emot effekt.

5.4 Samhälleliga, etiska och ekologiska aspekter

Batterilager i nätstationer kan ha flera samhälleliga fördelar. Ett batteri kan bidra till ökad driftsäkerhet genom att minska konsekvenserna av kortare avbrott. Detta är särskilt relevant i områden där hushåll är beroende av el för uppvärmning, kommunikation och andra vardagliga funktioner. Batterilager kan även bidra till ett mer flexibelt och robust elsystem, eftersom energilager kan användas för att flytta elbehov i tid och reducera effekttoppar [31].

Ur ett ekologiskt perspektiv finns det både fördelar och nackdelar. En fördel är att batterilager kan stödja elnätet när elektrifieringen ökar och användningen av förnybar energi växer. Batterier har samtidigt en miljöpåverkan under sin livscykel, från utvinning av råmaterial och tillverkning till användning och återvinning. Därför behöver batteriets nytta vägas mot den resursanvändning och miljöpåverkan som kan uppstå under livscykeln [32].

Det finns även etiska aspekter kopplade till batteriers råmaterial och leverantörskedjor. Material som används i batterier kan vara förknippade med risker kopplade till råvaruutvinning, leverantörskedjor och hantering av batteriavfall. Därför bör batterilager inte enbart bedömas utifrån teknisk funktion, utan även utifrån hur batteriet produceras, används och hanteras efter användning [33].

6 Slutsats

Arbetet visar hur ett batterilager kan användas i nätstationer för både peak shaving och reservkraft, men att den tekniska funktionen i sig inte är tillräcklig för att motivera ett stationärt batterilager. Den tekniska nyttan beror främst på hur ofta batteriet används och om det kan samutnyttjas mellan flera funktioner.

Resultaten visar att batteriets användning främst sker under vintermånaderna då belastningen är hög. Under övriga delar av året används batteriet i huvudsak inte under normal drift, utan står främst tillgängligt för reservkraft om ett avbrott inträffar. Det innebär att ett stationärt batterilager kan få låg användningsgrad i nätstationer där effekttoppar och avbrott förekommer sällan.

Samtidigt visar resultaten att batterilager blir mer relevant när belastningen ökar och behovet av toppkapning blir större. Även en relativt liten lastökning kan göra att batteriet används oftare under normal drift och utnyttjas mer.

Som reservkraft fungerar batterilagret tekniskt, men nyttan beror på hur ofta avbrott inträffar och vilken last som ska försörjas. Om avbrotten är få blir reservkraft som enda användningsområde begränsat för ett stationärt batterilager. Vid planerade avbrott kan mobila batterilager vara ett möjligt alternativ, eftersom de kan flyttas till den nätstation där behovet uppstår.

Stationära batterilager är därför mest intressanta i nätstationer där flera behov sammanfaller. För Kinnekulle Energi innebär detta att batterilager främst bör prioriteras i nätstationer där användningsgraden kan bli tillräckligt hög. Sådana nätstationer kan identifieras genom att utgå från nätstationslistan och välja ut stationer med hög belastningsgrad eller där reservkraft har särskilt värde. För att avgöra om lösningen är rimlig i praktiken behöver den tekniska nyttan även vägas mot ekonomiska och praktiska förutsättningar.

6.1 Fortsatt arbete

Det hade främst varit relevant att testa modellen på flera nätstationer där batterilagret kan komma till större användning, där effekttoppar är kraftigare och mer frekventa eller i områden med viktig last. Simuleringsmodellen hade även kunnat testas med andra värden på parametrarna och även utökas med mer avancerad styrning, där transformatorns temperatur och batteridegradering också analyseras.

Framtida arbete bör även undersöka om batterilager är ekonomiskt motiverat för Kinnekulle Energi. I en tidigare studie av batterilager för peak shaving undersöktes om batterilager kunde minska effekttopparna tillräckligt för att sänka ett effektabonnemang från 3,5 MW till 3,3 MW. I studien beräknades även investerings-

kostnad, minskade abonnemangskostnader och återbetalningstid för att bedöma den ekonomiska lönsamheten [34]. En motsvarande analys hade varit värdefull för att jämföra stationära batterilager med alternativa lösningar som nätförstärkning, transformatorbyte, dieselaggregat eller mobila batterilager.

Referenser

- [1] Energimyndigheten, “Effektiv användning av effekt,” 2024, Hämtad: 2026-05-02. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/samhallsbyggnad-och-energiplanering/vagledning-for-kommunal-energiplanering/energisystemet/anvandning/effektiv-anvandning-av-effekt>
- [2] Energimarknadsinspektionen, “Ei har sammanställt innehållet i elnätsföretagens nätutvecklingsplaner,” 2025, Hämtad: 2026-05-02. [Online]. Available: <https://ei.se/om-oss/nyheter/2025/2025-03-13-ei-har-sammanstallt-innehallet-i-elnaetsforetagens-natutvecklingsplaner>
- [3] A. Wolf and A. Andersson, “Elnätets roll i framtidens energisystem: Möjligheter, hinder och drivkrafter för smarta elnätslösningar,” 2018, report, Power Circle, Stockholm, Sweden. Hämtad: 2026-04-26. [Online]. Available: <https://powercircle.org/wp-content/uploads/2020/05/2018-Slutrapport-KAN2.0.pdf>
- [4] Götene Elförening ekonomiska förening, “Nätutvecklingsplan 2025–2034,” 2024, revision 2, fastställd 2024-10-28. Hämtad: 2026-04-02. [Online]. Available: https://kinnekulleenergi.se/wp-content/uploads/2024/11/Natutvecklingsplan_med_samradsredogorelse_HEMSIDA.pdf
- [5] Svenska kraftnät, “Sveriges elnät,” 2024, Hämtad: 2026-04-23. [Online]. Available: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/>
- [6] Hitachi Energy, “Energy Distribution,” n.d., hämtad: 2026-04-23. [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/transformers/by-customer-segment/power-distribution>
- [7] ABB, “Technical Application Papers No. 2: MV/LV Transformer Substations: Theory and Examples of Short-Circuit Calculation,” 2015, Hämtad: 2026-05-02. [Online]. Available: <https://library.e.abb.com/public/2c522f583c884a4fbdf3968e1fdf1481/1SDC007101G0202.pdf>
- [8] N. Rashid, “Short-time overloading of power transformers,” 2011, examensarbete, KTH Royal Institute of Technology, Department of Electrical Engineering, ABB Corporate Research. Hämtad: 2026-05-28. [Online]. Available: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:511551/fulltext01>

- [9] Green Power Sweden, “Vilka nyttor bidrar batterier med i elsystemet?” 2025, Hämtad: 2026-04-27. [Online]. Available: <https://greenpowersweden.se/fakta/vilka-nyttor-bidrar-batterier-med-i-elsystemet/>
- [10] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” 2015, *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511–536. Hämtad: 2026-05-02. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290>
- [11] Z. Fathi, A. Wahabi, and A. Lalouli, “Advanced techniques for lithium-ion battery modeling and state of charge estimation,” 2026, conference paper, COCIA 2025, *Lecture Notes in Networks and Systems*, vol. 1584. Hämtad: 2026-04-27. [Online]. Available: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-032-01536-5_33
- [12] M. Ligorati, J. Geyer-Klingeberg, T. E. Günther, and A. W. Rathgeber, “Degradation of lithium-ion batteries: A meta-analysis,” 2026, *Chemical Engineering Journal*, vol. 533, article 174528. Hämtad: 2026-05-28. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.cej.2026.174528>
- [13] E. Wikner, E. Björklund, J. Fridner, D. Brandell, and T. Thiringer, “How the utilised SOC window in commercial Li-ion pouch cells influence battery ageing,” 2021, *Journal of Power Sources Advances*, vol. 8, article 100054. Hämtad: 2026-05-28. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.powera.2021.100054>
- [14] J. Damberg, “Vad är skillnaden mellan växelström och likström?” 2023, vattenfall. Hämtad: 2026-05-28. [Online]. Available: <https://www.vattenfall.se/fokus/tips-rad/skillnad-mellan-likstrom-vaxelstrom/>
- [15] E. Persson and P. Jonsson, “Utvärdering av Velanders formel för toppeffektberäkning i eldistributionsnät,” 2018, Examensarbete, Mälardalens högskola, Eskilstuna/Västerås, Sverige, Hämtad: 2026-04-23. [Online]. Available: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1223815/FULLTEXT01.pdf>
- [16] Energimyndigheten, “Energistatistik för småhus 2024,” 2025, [Excel-fil], tabell 2.19: Genomsnittlig energianvändning i småhus uppvärmda med enbart el, Hämtad: 2026-03-11.
- [17] Statistiska centralbyrån (SCB), “Antal personer per hushåll efter region, boendeform och år,” 2025, Hämtad: 2026-03-11. [Online]. Available: https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__HE__HE0111__HE0111A/HushallT29/table/tableViewLayout1/

- [18] —, “Andel hushåll efter region, boendeform, bostadsarea och år,” 2025, Hämtad: 2026-03-11. [Online]. Available: https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__HE__HE0111__HE0111A/HushallT27/table/tableViewLayout1/
- [19] —, “Genomsnittlig bostadsarea per person efter region, hushållstyp, boendeform och år,” 2025, Hämtad: 2026-03-11. [Online]. Available: https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__HE__HE0111__HE0111A/HushallT23/table/tableViewLayout1/
- [20] Svenska elverksföreningen, “Belastningsberäkning med typkurvor,” Stockholm, 1991.
- [21] D. G. Angenendt, “Battery Inverter Efficiency: A Guide to BESS Inverter Optimization,” 2025, Hämtad: 2026-05-02. [Online]. Available: <https://www.accure.net/blogs/battery-inverter-efficiency>
- [22] F. Nadeem, S. M. S. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami, and T. S. Ustun, “Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles, and Impacts on Future Power Systems,” 2019, IEEE Access, vol. 7, pp. 4555–4585. Hämtad: 2026-05-02. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=8580457&tag=1>
- [23] MathWorks, “SOC Estimator (Coulomb Counting),” 2026, Hämtad: 2026-05-27. [Online]. Available: <https://se.mathworks.com/help/simscape-battery/ref/socestimatorcoulombcounting.html>
- [24] AFRY, “AFRY teknisk rådgivare för Nordens största batterilager,” 2024, Hämtad: 2026-05-26. [Online]. Available: <https://afry.com/sv/projekt/nordens-storsta-batterilager>
- [25] Hornsdale Power Reserve, “Hornsdale Power Reserve,” 2026, Hämtad: 2026-05-26. [Online]. Available: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>
- [26] Mälarenergi, “Mälarenergi bygger batteripark vid kraftvärmeverket i västerås,” 2026, Hämtad: 2026-05-26. [Online]. Available: <https://via.tt.se/pressmeddelande/4257681/malarenergi-bygger-batteripark-vid-kraftvarmeverket-i-vasteras>
- [27] Energimyndigheten, “Råd inför köp av reservverk,” 2025, Hämtad: 2026-03-11. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/energiberedskap/hushall/elavbrott/reservverk--reservvarme/rad-infor-kop-av-reservverk>
- [28] Totalförsvarets forskningsinstitut (FOI), “Batteri kan göra reservkraft mer effektiv,” 2024, Hämtad: 2026-05-

26. [Online]. Available: <https://www.foi.se/nyheter-och-press/nyheter/2024-07-02-batteri-kan-gora-reservkraft-mer-effektiv.html>
- [29] Z. Qiao and J. Yang, “Comparison of centralised and distributed battery energy storage systems in lv distribution networks on operational optimisation and financial benefits,” 2017, *The Journal of Engineering*, vol. 2017, no. 13, pp. 1671–1675. Hämtad: 2026-05-02. [Online]. Available: <https://pdfs.semanticscholar.org/1ce8/ca6abcac1e51a437e3e2fb64dc8497abc5f.pdf>
- [30] Energiföretagen Sverige, “Lösning på problem med generatorer i mobila reservkraftverk,” 2025, Hämtad: 2026-03-11. [Online]. Available: <https://www.energiforetagen.se/4a9947/globalassets/forlag/ebr-meddelande-nr11-2023.pdf>
- [31] Energimyndigheten, “Flexibelt och robust energisystem,” 2026, Hämtad: 2026-05-26. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/samhallsbyggnad-och-energiplanering/vagledning-for-kommunal-energiplanering/energisystemet/flexibelt-och-robust-energisystem/>
- [32] —, “Batterier,” 2024, Hämtad: 2026-05-26. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/effektiv-energianvandning/saljare-och-tillverkare-av-produkter/produktgrupper-a-o/produkter/batterier/>
- [33] Naturvårdsverket, “Producentansvar för batterier,” 2026, Hämtad: 2026-05-26. [Online]. Available: <https://www.naturvardsverket.se/vagledning-och-stod/producentansvar/producentansvar-for-batterier/>
- [34] S. O. Jonsson and C. Peterson, “Energy storage for peak shaving: Case study for the distribution grid in Björnarbo,” 2022, examensarbete, Uppsala University. Hämtad: 2026-05-27. [Online]. Available: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1672417/FULLTEXT01.pdf>

Bilagor

A MATLAB-kod

Denna bilaga visar de delarna av MATLAB-koden som användes för att definiera modellparametrar, lastprofil och avbrottssignaler till Simulink-modellen. Kod för att skapa figurer redovisas inte.

Modellparametrar och indatasignaler

```
1 %% Modellparametrar för batteristyrning
2
3 % Effektgränser [kW]
4 P_peak_grans = 80; % Gräns för när peak shaving aktiveras
5 P_planerad_grans = 90; % Tillfällig effektgräns inför planerat avbrott
6 P_laddning_grans = 80; % Lastnivå under vilken batteriet tillåts laddas
7 P_urladdning = 100; % Maximal urladdningseffekt från batteriet
8 P_maxladdning = 100; % Maximal laddningseffekt till batteriet
9
10 % SoC-gränser [%]
11 soc_min = 10; % Lägst tillåtna SoC vid reservkraft
12 soc_reserv = 20; % Peak shaving tillåts endast över denna nivå
13 soc_max = 80; % Högst tillåtna SoC
14
15 % Batterikapacitet och verkningsgrader
16 E_batt = 270; % Batteriets energikapacitet [kWh]
17 eta_c = 0.98*sqrt(0.90); % Verkningsgrad vid laddning
18 eta_d = 0.98*sqrt(0.90); % Verkningsgrad vid urladdning
19
20
21 % Val av simuleringsscenario
22 scenario = "allt"; % Möjliga scenarier: "peak", "planerat",
23 % "oplanerat", "allt"
24
25 %% Tidsvektor och lastprofil
26 Ts = 1/60; % Simuleringstidssteg [h],
27 % motsvarar 1 minut
28 N_h = length>Last_34011.Var60); % Antal timvärden i lastprofilen
29 rep = round(1/Ts); % Antal simuleringsteg per timme
30 N = N_h*rep; % Totalt antal simuleringsteg
31 t = (0:N-1)' * Ts; % Tidvektor [h]
32
33 % Lastprofil som timeseries till Simulink
34 P_last_ts = timeseries>Last_34011.Var60, hours>Last_34011.Time -
35 % Last_34011.Time(1));
```

```

34 % Tidsvektor i datetime-format, används för att skapa avbrottssignaler
35 tid = Last_34011.Time(1) + hours(t);
36
37 %% Initiering av avbrottssignaler
38
39 nat_tillgangligt = ones(N,1); % 1 = nätet är tillgängligt, 0 = avbrott
40 planerat_avbrott = zeros(N,1); % Signal för planerat avbrott
41 varning = zeros(N,1); % Förvarningssignal inför planerat avbrott
42
43 %% Planerade avbrott
44 % Start- och sluttider anges som år, månad, dag, timme, minut, sekund.
45 % Avbrottstiderna kan aktiveras beroende på vilket driftfall som
    simuleras.
46 start_plan = [
47     % datetime(2025,1,5,6,0,0)
48 ];
49
50 slut_plan = [
51     % datetime(2025,1,5,8,0,0)
52 ];
53
54 for k = 1:length(start_plan)
55     idx_plan = tid >= start_plan(k) & tid < slut_plan(k);
56     idx_varn = tid >= (start_plan(k) - hours(3)) & tid < start_plan(k);
57
58     planerat_avbrott(idx_plan) = 1;
59     nat_tillgangligt(idx_plan) = 0;
60     varning(idx_varn) = 1;
61 end
62
63 %% Oplanerade avbrott
64 % Avbrottstiderna kan aktiveras beroende på vilket driftfall som
    simuleras.
65 start_oplan = [
66     % datetime(2025,3,5,18,0,0)
67 ];
68
69 slut_oplan = [
70     % datetime(2025,3,5,19,0,0)
71 ];
72
73 for k = 1:length(start_oplan)
74     idx_oplan = tid >= start_oplan(k) & tid < slut_oplan(k);
75     nat_tillgangligt(idx_oplan) = 0;
76 end
77
78 %% Val av driftfall
79 switch scenario
80     case "peak" % Endast peak shaving, inga avbrott

```

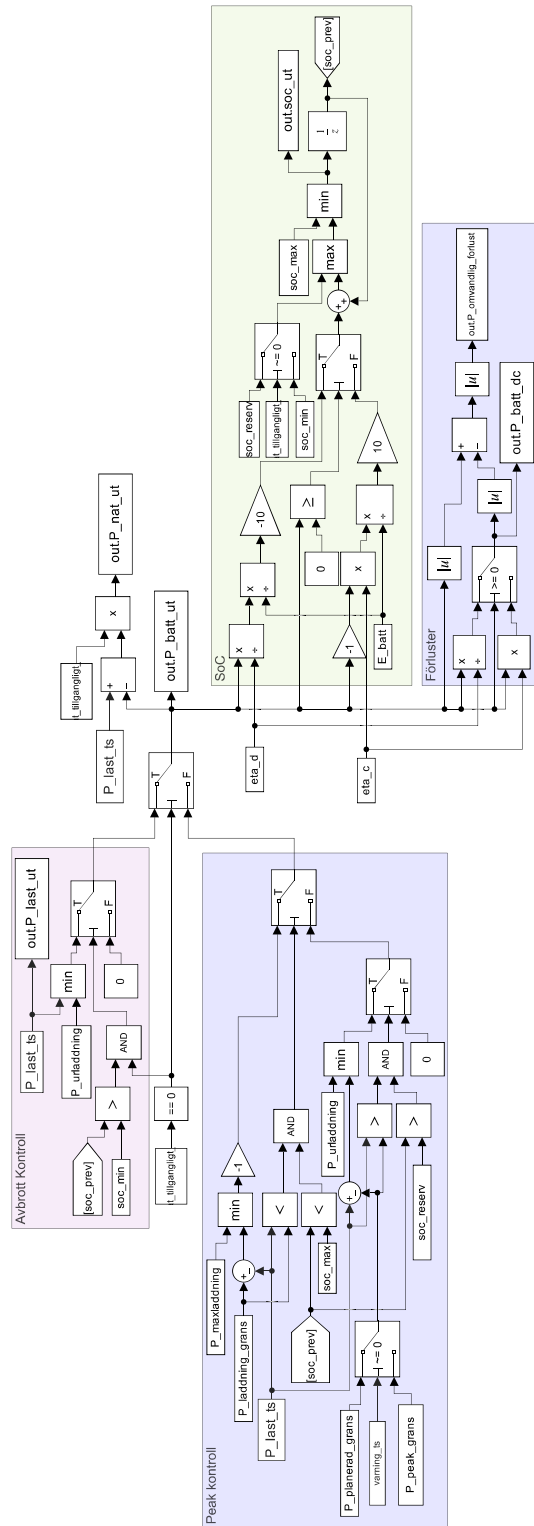
```

81     nat_tillgangligt(:) = 1;
82     planerat_avbrott(:) = 0;
83     varning(:) = 0;
84
85     case "planerat" % Endast planerade avbrott används
86         nat_tillgangligt(:) = 1;
87         nat_tillgangligt(planerat_avbrott==1) = 0;
88
89     case "oplanerat" % Endast oplanerade avbrott används
90         planerat_avbrott(:) = 0;
91         varning(:) = 0;
92
93     case "allt" % Alla scenarier
94         nat_tillgangligt(planerat_avbrott==1) = 0;
95 end
96
97 %% Timeseries-signaler till Simulink
98 nat_tillgangligt_ts = timeseries(nat_tillgangligt, t);
99 planerat_avbrott_ts = timeseries(planerat_avbrott, t);
100 varning_ts = timeseries(varning, t);

```

B Simulink-modell

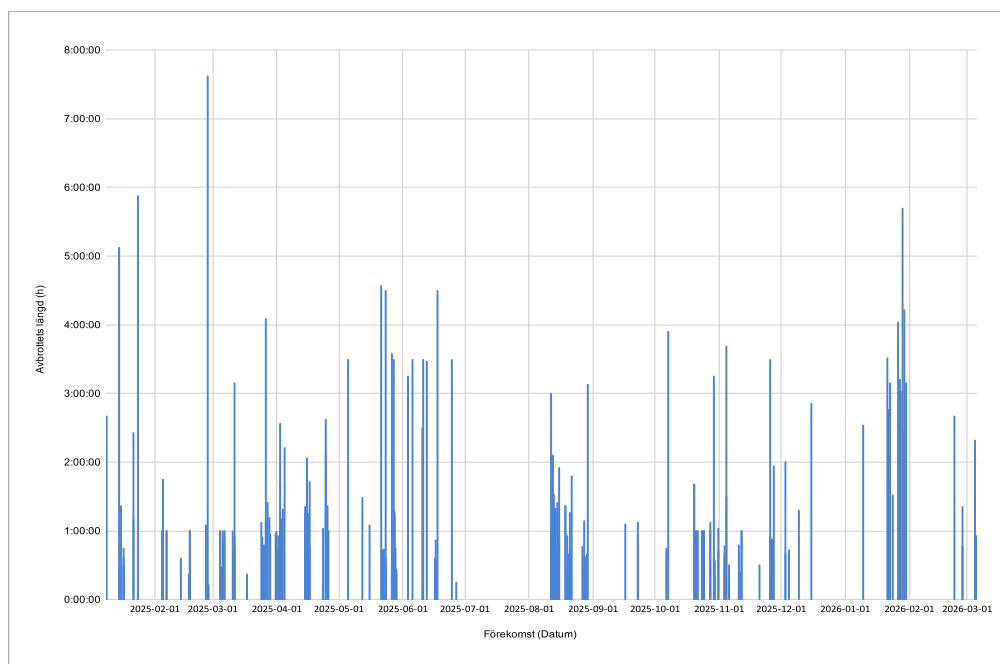
Denna bilaga visar Simulink-modellen som användes i simuleringarna.



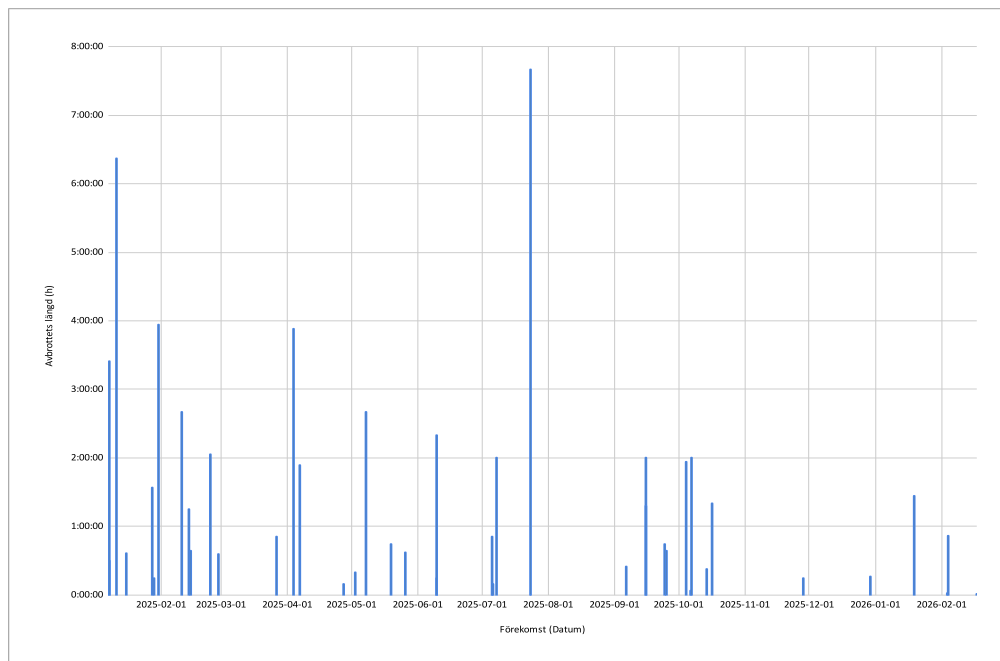
Figur B.1: Simulink-modell för simuleringarna.

C Avbrottsstatistik

Denna bilaga visar de planerade och oplanerade avbrott som ingick i avbrottsstatistiken. Figurerna visar avbrottsens förekomst och varaktighet.



Figur C.1: Planerade avbrott under den studerade perioden.



Figur C.2: Oplanerade avbrott under den studerade perioden.

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, Sverige
www.chalmers.se



CHALMERS