UPPSALA UNIVERSITET

UPTEC ES 25008

Examensarbete 30 hp

Juni 2025

Batterienergilager som flexibel resurs i elnät

Potential, ekonomiska beräkningar och praktiska utmaningar i jämförelse med nätutbyggnad vid kapacitetsbrist

Cornelia Enbacka och Elsa Snöbohm Hartzell

Civilingenjörsprogrammet i Energisystem

UPPSALA UNIVERSITET

Battery energy storage as a flexible resource in the electricity grid: Potential, economic calculations and practical challenges compared to grid reinforcements in cases of capacity shortages.

Cornelia Enbacka och Elsa Snöbohm Hartzell

Abstract

This thesis explores the potential, implementation, limitations, and benefits of using flexible resources, specifically battery energy storage systems, as an alternative to traditional grid reinforcements during peak load hours, from the perspective of a distribution system operator (DSO), Ellevio. The study examines real-world cases and operational data from Ellevio to assess whether flexibility could serve as an alternative to costly and long-term grid reinforcements during limited peak load conditions. The analysis also includes one case where BESS is used to avoid increasing the upstream network subscription limit and the associated overcapacity charges. The potential of limited peak-shaving through demand response is also considered as a complementary strategy. The study assesses the economic viability of flexibility compared to grid investments within the current regulatory framework (RP4), while also discussing upcoming changes under regulatory period 5 that may influence future decisionmaking. Special attention is given to the dimensioning of the flexible resource, implementation challenges, and a comparative cost analysis over time. Due to regulatory frameworks, it is not economically viable for DSOs to own batteries for this purpose. Therefore, flexibility must be purchased through third-party contracts. The study also examines market prerequisites for flexibility services and the conditions necessary for future market development. Furthermore, flexibility is investigated as a transitional solution during the lead time for planned grid reinforcements. The study applies a mixed-method approach. A literature review is combined with qualitative insights from interviews with representatives from Ellevio and the battery supplier Energy Solutions. In addition, a quantitative model was developed and implemented using NetBas, Python, and Excel to evaluate technical and economic outcomes under various scenarios. The findings indicate that flexibility, when used as a bridge solution, can improve overall cost-efficiency for DSOs while enabling faster connection of new customers, thereby increasing customer satisfaction. However, to enable the use of flexibility as a permanent solution, further developments are required both within the regulatory framework and in internal DSO processes. Such solutions are most viable when overload situations occur during a small number of short peak load events, rather than extended periods of high energy demand. Under the current regulatory framework, traditional grid reinforcements are economically favorable for DSOs regardless of cost. However, upcoming changes in the next regulatory period are expected to incentivize alternative solutions that enhance overall economic efficiency, particularly through improved network utilization.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala

Handledare: Kajsa Greger

Ämnesgranskare: Juan de Santiago

Examinator: Carla Puglia

Populärvetenskaplig sammanfattning

Det svenska elnätet ställs under en ökad press i takt med elektrifieringen av allt fler sektorer såsom industrin och transportsektorn. Detta är något som elnätet inte är dimensionerat för, och utbyggnaden av nätet som syftar till att öka kapaciteten hinner inte alltid med det ökade behovet. Detta leder till fenomenet kapacitetsbrist, som innebär att tillräckliga mängder el finns tillgängligt men det kan inte transporteras till de platser de behövs. Dessa situationer uppstår oftast vid tillfällen när efterfrågan på el är hög vid så kallade topplasttimmar. Kapacitetsbrist kan uppstå både på lokala nät eller i överliggande nät som regionnät eller i transmissionsnätet där elen transporteras längre sträckor. Metoden för att hantera kapacitetsbrist är vanligtvis genom att bygga ut nätet med nya kablar och stationer. Dessa förstärkningar kan vara tidskrävande och kostsamma. Nätet dimensioneras dessutom för att klara av belastningen under de timmar topplasten uppstår. Nätbolagens intäktsramar bestäms under en reglerperiod av Energimarknadsinspektionen, där en reglerperiod syftar till den period som nätbolag får ta ut intäkter från sina kunder. I dagens reglerperiod som räcker till 2027, RP4, har elnätsbolagen störst ekonomisk nytta av att investera i fasta komponenter som kablar och transformatorer i elnätet. Detta beror på att större investeringar leder till mer ersättning via intäktsramarna. I kommande reglerperiod, RP5, förväntas dock ett större fokus ligga på kostnadseffektivitet även om det exakta reglerverket ännu inte är tillkännagivet. Detta innebär att det kan komma att bli mer lönsamt för nätbolag att tillämpa flexibilitetslösningar.

Med bakgrund av detta kan flexibilitetslösningar som ett alternativ till nätförstärkningar komma att bli intressant. Flexibilitet är ett samlingsbegrepp som syftar till att anpassa elförbrukning eller elproduktion för att avlasta nätet. Det kan röra sig om en minskad eller förflyttad förbrukning eller tillförsel av lokal från exempelvis batterier. Med flexibilitet kan ett effektivare nätutnyttjande uppnås. I denna studie utreds batterienergilager som flexibel resurs som ett alternativ till nätförstärkningar eller som ett sätt att senarelägga förstärkningar. Detta möjliggörs genom batteriets förmåga att tillgodose nätet med effekt lokalt under toplasttimarna och kan därmed motverka kapacitetsbrist.

Studien bygger på intervjuer med sakkunniga, informationsinsamling och tekniska beräkningar av typfall där kapacitetsbrist uppstår. En analys av möjligheterna att använda flexibilitet för att undvika en höjning av det inkommande abonnemanget mot överliggande nät. Fokus ligger på batterier som ägs av externa aktörer och som kontrakteras av nätbolaget vid behov. De typfall som analyserades var ett i Grums med ett nät där komponenter riskerar att överbelastas vid topplast till följd av en stor mängd tillkommande laddinfrastruktur, en i Alfta med en stor lastökning i en industri och en Täby där en ökad mängd anslutningar riskerar att få abonnemanget mot det överliggande nätet att överskridas.

De begränsande komponenterna och abonnemangsgränsen användes i kombination med nätets lasthistorik samt lastkurvor för de tillkommande lasterna för att simulera behovet av flexibilitet. Med denna information bestämdes vad batteriets dimensioner hade behövt vara för att bemöta behovet av flexibilitet. Med en uppskattad kostnad för flexibiliteten bestämdes sedan vad en sådan lösning hade kostat. En modell för nettonuvärdet togs fram och därmed kunde flexibilitetslösningen jämföras med en nätförstärkning över en period på 50 år.

Resultaten från modellen visar att en brygglösning, där flexibilitet används under ledtiden för nätförstärkningen, är det mest lönsamma alternativet när det finns en ledtid för en planerad nätförstärkning. Detta är förutsatt att de årliga intäkterna överstiger kostnaden för flexibiliteten. Detta gäller särskilt om intäkterna från nya anslutningar kan börja realiseras redan under bryggperioden, och om det är möjligt att snabbt ansluta flexibilitetstjänster till nätet.

Flexibilitet som permanent lösning visade sig också vara mer lönsam än nätförstärkning i fall där överbelastningen är kortvarig och den mängd energi som krävs under topplast är begränsad. Men i nät med mer långvarig och energikrävande överbelastning kan nätförstärkningar bli mer kostnadseffektivt.

Modellen identifierade även brytpunkter där flexibilitet som permanent och tillfällig lösning är mer lönsam än att förstärka nätet direkt. Generellt är flexibilitet som alternativ eller komplement mest lönsamt i nät med låg utnyttjandegrad, alltså där kapaciteten inte används under stora delar av året, samt i nät där överbelastning sker i korta sekvenser. Det visade sig även vara lönsamt med flexibilitet i nät med kortare sekvenser av överbelastning och i de fall då en nätförstärkning skulle ta lång tid under vilken man annars kunde ta in intäkter från nyanslutna kunder.

Studien undersökte olika strategier för att hantera höga effektuttag i elnät där abonnemangsgränsen riskerar att överskridas. Resultaten visar att det är ekonomiskt fördelaktigt att använda flexibilitet, till exempel batterilager, för att hantera måttliga överskridningar. Om överskridningen är större kan det löna sig att höja effektabonnemanget något, och låta flexibiliteten täcka en mindre del av topplasttimmarna. Att enbart höja abonnemanget till en nivå där ingen överskridning sker visade sig vara det dyraste alternativet.

I de fall där flexibilitet visade sig vara mindre lönsamt än nätförstärkningar kan det i vissa fall motiveras av andra parametrar såsom en ökad samhällsekonomisk nytta. Det skulle även kunna motiveras med ett ökad kundnöje och upplevd servicekvalitet, särskilt om flexibiliteten kan medföra kortare tider för anslutning.

En utmaning som kvarstår med flexibilitet är att utformningen av dessa marknader ännu inte är fastställda. Flexibilitetsmarknader har genomförts som pilotprojekt, men ännu finns osäkerheter kopplade till sådant som rollfördelning, ansvar, prissättningar, regelverk och tekniska processer. För att det ska bli vanligare med handel på flexibilitetsmarknader krävs en marknadsmognad och fler incitament för flexibilitet. För att nätbolag ska kunna handla med flexibilitet och delta på lokala marknader i syftet att öka kapaciteten i nätet är det tänkbart att flera interna processer kommer att behövas. Detta skulle kunna avser snabbare processer för anslutning av flexibla resurser i elnätet och processer för upphandling av flexibilitet.

Studien visar att flexibilitet kan vara ett relevant och viktigt verktyg för att hantera kapacitetsbrist i elnät, särskilt i situationer där traditionella nätförstärkningar är kostsamma eller tidskrävande. Resultaten pekar på att flexibilitet kan ge både ekonomiska och praktiska fördelar i många typfall, men att lönsamheten kan variera beroende på belastningsmönster och tidsaspekter. För att flexibilitet ska kunna användas i större skala behövs dock tydligare regelverk, mogna flexibilitetsmarknader och anpassade processer inom elnätsverksamheten. Med rätt förutsättningar kan flexibilitet bli en central del i ett hållbart, smart och effektivt elsystem.

Exekutiv sammanfattning

Detta arbete undersöker hur flexibilitet, särskilt i form av batterienergilagring, kan användas som ett komplement eller alternativ till nätförstärkning vid kapacitetsbrist i elnätet. Det kan också tillämpas som ett sätt att undvika abonnemangshöjning mot överliggande nät.

Resultaten visar att flexibilitet kan vara ett lönsamt alternativ till nätförstärkning i situationer där överbelastningen är begränsad. Vid mer omfattande och långvariga överbelastningar är däremot nätförstärkning ofta det mest ekonomiskt fördelaktiga alternativet. I sådana fall kan flexibilitet fungera som en temporär lösning under tiden för förstärkningen, särskilt om ledtiden för förstärkningen är lång och om intäkterna från nya anslutningar överstiger kostnaden för flexibiliteten. Resultaten visar även att flexibilitet som ett sätt att undvika abonnemangshöjning mot överliggande nät kan vara lönsamt när flexibiliteten avser mindre överskridanden av abonnemangsgränsen. Om överskridningen är omfattande kan kostnaderna för flexibilitet bli höga. Om flexibiliteten tillhandahålls genom batterier kan även platsfrågan i de fall där mycket stora batterilager krävs för att hantera effekttoppar, kan det finnas praktiska begränsningar där geografisk tillgång till lämpliga installationsplatser blir avgörande.

I dagens intäktsreglering gynnas nätförstärkningar och är ofta lönsamt över tid. I den nästkommande reglerperioden kan flexibilitet istället kunna komma att bli ett mer intressant, om den syftar till att uppmana till kostnadseffektivitet. Därför kan flexibilitet komma att bli ett mer lönsamt alternativ till nätförstärkningar i framtiden, särskilt om ytterligare mognad av flexibilitetsmarknader sker. Detta förutsätter att processer inom elnätsverksamheten som tillåter snabb anslutning av flexibilitetsresurser och handel av flexibilitet utvecklas.

Förord

Det här arbetet handlar om flexibilitet som en metod att hantera kapacitetsbrist som ett komplement eller alternativ till nätförstärkning. Detta är särskilt intressant i takt med att flexibilitet förväntas spela en allt viktigare roll i framtidens elsystem.

Vi vill rikta ett varmt tack till Ellevio för möjligheten att fördjupa oss i detta spännande område. Ett särskilt tack riktas också till vår handledare Kajsa Greger för värdefull vägledning under arbetets gång, samt till vår ämnesgranskare Juan de Santiago för konstruktiv återkoppling.

Efter fem fantastiska år av studier ser vi nu fram emot nästa kapitel, och det med stor nyfikenhet och entusiasm!

Cornelia Enbacka & Elsa Snöbohm Hartzell
Uppsala, Juni 2025

Nomenklatur

Term/Förkortning	Förklaring
Effekt (P)	Energi per tidsenhet, mäts i watt (W)
Ström (I)	Elektrisk ström, mäts i ampere (A)
Spänning (U)	Elektrisk potentialskillnad, mäts i volt (V)
SOC	State of Charge – laddningsnivån hos ett batteri
SOH	State of Health – kapaciteten hos ett batteri i förhållande till ursprunglig kapacitet
DOD	Depth of Discharge – urladdningsdjup hos batterier
BESS	Battery Energy Storage System – batterilager
NPV	Nettonuvärde – skillnaden mellan nuvärdet av framtida kassaflöden och den ursprungliga investeringen
RP4, RP5	Intäktsreglering av nätbolag i Reglerperiod 4 och 5
WACC	Weighted average cost of capital
CAPEX	Kapitalkostnader
OPEX	Löpande kostnader
TOTEX	Totalkostnader

Tabell 1: Nomenklatur och förkortningar som används i rapporten.

Innehåll

1 Inledning **10**
1.1 Syfte . . . 10
1.2 Frågeställningar . . . 10
1.3 Avgränsningar . . . 11

2 Bakgrund **12**
2.1 Sveriges elnät . . . 12
2.1.1 Utmaningar i elnätet . . . 12
2.1.2 Utbyggnadshastighet . . . 14
2.1.3 Ellevios elnät . . . 15
2.2 Metoder för att hantera kapacitetsbrist . . . 17
2.2.1 Nätförstärkning . . . 17
2.2.2 Flexibilitet . . . 18
2.3 Utformning av flexibilitetsmarknader . . . 20
2.4 Batterienergilager som flexibel resurs . . . 22
2.5 Intäktsreglering av nätbolag i nuvarande reglerperiod . . . 25
2.6 Intäktsreglering av nätbolag i kommande reglerperiod . . . 27
2.7 Flexibilitetsmarknader och intäktsreglering . . . 28

3 Metod **29**
3.1 Kvalitativ metod . . . 30
3.2 Beskrivning av typfall . . . 31
3.2.1 Grums . . . 31
3.2.2 Alfta . . . 33
3.2.3 Täby . . . 35
3.3 Kvantitativ metod . . . 37
3.3.1 Simulering i Netbas . . . 37
3.3.2 Uppskattning av flexibilitetsbehov . . . 37
3.3.3 Kravprofil för batterienergilagret som flexibel resurs . . . 38
3.3.4 Anslutningstid flexibilitet . . . 39
3.3.5 Praktisk genomförbarhet . . . 39
3.3.6 Ekonomisk uppskattning av flexibilitet . . . 39
3.3.7 Nätinvesteringskostnader . . . 41
3.3.8 Abonnemangsintäkter från nyanslutna kunder . . . 42
3.3.9 Abonnemanskostnader mot överliggande nät . . . 42
3.3.10 Ekonomisk jämförelse i form av en NPV-analys . . . 43

4 Resultat **45**
4.1 Grums . . . 45
4.1.1 Nätförstärkning . . . 45
4.1.2 Abonnemangsintäkter . . . 45
4.1.3 Dimensionering av flexibilitet . . . 45
4.1.4 Praktiska förutsättningar för flexibilitet i Grums . . . 49
4.1.5 Tolkning av dimensioneringsresultat i Grums . . . 50
4.1.6 Nedstyrning i kombination med batterienergilager . . . 51
4.2 Alfta . . . 53
4.2.1 Nätförstärkning . . . 53
4.2.2 Abonnemangsintäkter . . . 53
4.2.3 Dimensionering av flexibilitetsbehov . . . 54
4.2.4 Praktiska förutsättningar för flexibilitet i Alfta . . . 56

4.2.5 Tolkning av dimensioneringsresultat i Alfta . . . 57
4.2.6 Nedstyrning i kombination med batterienergilager . . . 58
4.3 Täby . . . 60
4.3.1 Alternativ kostnad Täby . . . 60
4.3.2 Dimensionering av flexibilitetsbehov . . . 60
4.3.3 Abonnemangshöjning i kombination med flexibilitetstjänst . . . 62
4.3.4 Praktiska förutsättningar för flexibilitet i Täby . . . 63
4.3.5 Tolkning av dimensioneringsresultat i Täby . . . 64
4.3.6 Nedstyrning i kombination med batterienergilager . . . 65
4.4 Jämförelse av NPV: nätförstärkning och flexibilitetslösning . . . 66
4.4.1 NPV av lösningar i Grums . . . 66
4.4.2 NPV av lösningar i Alfta . . . 68
4.5 Jämförelse av effektabonnemang och flexibilitetslösning . . . 71
4.5.1 Tolkning av ekonomisk jämförelse i Täby . . . 71

5 Diskussion **73**
5.1 Övergripande resultat och slutsatser kring flexibilitet . . . 73
5.2 Osäkerheter i modellval och resultat . . . 74
5.3 Flexibilitet och villkorade avtal . . . 75
5.4 Mjuka parametrar . . . 75
5.5 Flexibilitetstjänster och upphandling . . . 76
5.6 Förutsättningar för flexibilitet . . . 77
5.7 Flexibilitet och nätförstärkning . . . 78
5.8 Batterienergilager som flexibel resurs . . . 79
5.9 Vidare studier . . . 79

6 Slutsatser **80**

7 Appendix **84**
7.1 Grums vidare NPV analys . . . 84
7.1.1 Nedstyrning i Grums . . . 84
7.2 Alfta vidare NPV analys . . . 86
7.2.1 Nedstyrning i Alfta . . . 86

1 Inledning

Det svenska elnätet står inför en betydande utmaning med den pågående elektrifieringen. I takt med elektrifieringen av allt fler sektorer såsom industrin och transportsektorn i kombination med ett förändrat konsumtionsmönster ställs allt högre krav på det svenska elnätet. En av de framträdande konsekvenserna av detta är kapacitetsbrist, ett begrepp som ofta används för att beskriva de nät vars begränsande överföringskapacitet hindrar nya kundanslutningar, trots att det finns tillräcklig total effekt att leverera. Kapacitetsbrist kan uppstå i olika nät på olika spänningsnivåer i transmissionsnätet, regionnätet och lokalnätet. I nuläget motverkas kapacitetsbrist i stor utsträckning med nätförstärkningar där komponenter som ledningar och kablar eller transformatorstationer ersätts med komponenter av högre kapacitet. Nätbolag regleras av intäktsramar som bestäms av Energimarknadsinspektionen och anger hur mycket intäkter bolaget får ta ut från kunder under en reglerperiod. I nuvarande reglerperiod, RP4, finns starka incitament för nätbolag att genomföra nätinvesteringar då kapitalintensiva investeringar tillräknas företagens kapitalkostnader vilka ligger till grund för avkastning. Nästkommande reglerperiod, RP5, inleds 2028 och är ännu inte fastställd eller presenterad av Energimarknadsinspektionen. Dess utformning förväntas skilja sig från den nuvarande med ett större fokus på effektivisering av de totala kostnaderna, något som ger större drivkraft till alternativa och kostnadseffektiva lösningar såsom flexibilitet. Samlingsbegreppet flexibilitet innefattar flera delområden, varav ett syftar till att hantera effekttoppar genom hantering av produktion och efterfrågan av el, och tillgodoser en ökad överföringskapacitet (SNS, 2024). En flexibilitetslösning som syftar till hantering av kapacitetsbrist skulle kunna innefatta kontraktering eller upphandling av flexibilitet från ägare av flexibilitetsresurser. Detta kan exempelvis röra sig om batterier, där nätföretag inte själva skulle äga flexibilitetsresursen. Flexibilitetsmarknader är ännu inte fullt etablerade i Sverige men förväntas utvecklas i olika former framöver. För lokala flexibilitetsmarknader saknas i dagsläget reglering för utformning och de ansvarsområden nätföretagen har (Svenska kraftnät, 2023). Flera pilotprojekt där flexibilitet undersöks har genomförts och kan komma att ligga till grund för utformningen och regleringen av framtida flexibilitetsmarknader. Med flexibilitet kan kapacitet i elnätet frigöras och därmed vara en alternativ lösning till nätförstärkningar.

Med anledning av att det ännu inte finns fullt utvecklade och mogna flexibilitetsmarknader genomförs en kvalitativ analys innefattande intervjuer med olika aktörer och rollinnehavare. Den kvalitativa analysen utgör en grund för framtagandet av typfall vilka ligger som fundament till en kvantitativa analysen av flexibilitetsbehovet. Lönsamheten av flexibilitetslösningen och nätförstärkningen jämförs genom en beräkning av nettonuvärdet för dessa lösningar. Även ett jämförande av flexibilitetslösning som ett alternativ till att sänka inkommande effektabonnemang från överliggande nät genomförs. Detta kompletteras av en analys av den praktiska genomföringen där placeringen av ett batterienergilager för att uppnå målet med ökad kapacitet undersöks.

1.1 Syfte

Syftet med arbetet är att ta fram typfall som ligger till grund för en undersökning av vilka situationer flexibilitet kan vara ett lönsamt och genomförbart alternativ till nätförstärkning samt som ett sätt att undvika höjning av abonnemang mot överliggande nät. Flexibiliteten undersöks i form av kontraktering av energi från batteriernergilager som ägs av en tredje part. Studiens omfattning täcker situationer där överföringskapacitet vid topplasttimar är otillräcklig. Genom att identifiera och undersöka dessa situationer är målet att avgöra för vilka av dem flexibilitetslösningen är lönsam och vad som särskiljer dem. Syftet är även att undersöka utformningen av flexibilitetskontrakten, flexibilitetsmarknader och praktiskt genomförande. Studien utgår från dagens reglerperiod men analyserar även hur lönsamheten kan komma att påverkas i den nästkommande reglerperioden.

1.2 Frågeställningar

- Hur dimensionerar man flexibilitetsbehovet och vad motsvarar det för kostnad?

- Hur ser processen för nätförstärkning ut och vad motsvarar det för kostnad?
- Sett till en period på 50 år, hur ekonomiskt lönsamt är:
  - nätutbyggnad
  - flexibilitetskontrakt
  - flexibilitetskontrakt som brygglösning
- Vilka parametrar och förutsättningar är avgörande för vilken lösning som är mest lönsam?
- Vad finns det för praktiska och marknadsmässiga utmaningar med flexibilitetstjänster i form av batterienergilager?
- Vilka andra fördelar finns med flexibilitetslösning?

1.3 Avgränsningar

Detta examensarbete fokuserar på batterienergilager som en flexibel resurs i elnätet. Vidare undersöks även möjligheterna till att styra energiförbrukningen hos anslutningar. Andra typer av flexibilitet behandlas inte inom ramen för studien. Studien utgår från att nätägaren, i detta fall Ellevio, inte äger batteriet. Enligt Ellagen 1. Kap 4§ får nätägare endast använda batterier som uteslutande har ett syfte att gynna elnätet, de får alltså inte handla med el eller ingå på stödtjänstmarknaden. Eftersom batterier i detta fall enbart skulle användas för att hantera kapacitetsbrist vid topplasttimmar är det inte ekonomiskt försvarbart för nätbolaget att investera i batterier. I studien beräknas flexibilitetstjänsten därmed upphandlas av en tredje part.

Arbetet genomförs ur Ellevios perspektiv som nätägare, och den ekonomiska analysen baseras på företagets intäktsreglering enligt gällande regelverk. Det innebär att samhällsekonomiska aspekter, såsom vad som är mest kostnadseffektivt ur ett bredare perspektiv, inte analyseras.

Utöver ekonomiska och tekniska aspekter undersöks även frågor kopplade till praktisk genomförbarhet samt kvalitativa faktorer såsom kundnöjdhet och förtroende, men även dessa ur Ellevios synvinkel.

Slutligen behandlas inte affärsmässig eller juridisk utformning av kontraktering eller upphandling i detalj. Fokus ligger istället på dimensioneringsfrågor och vilka marknadsmässiga krav som behöver uppfyllas för att en kontraktering ska kunna komma till stånd.

2 Bakgrund

2.1 Sveriges elnät

Det svenska elnätet utgörs av tre nivåer med olika spänning. Transmissionsnätet transporterar elen långa sträckor under hög spänning, 220 eller 400 kV (Energimarknadsinspektionen, 2024d). Elen transporteras sedan till regionnätet som vanligtvis har en spänning mellan 30 och 130 kV (Boverket, 2023), och är därmed lägre än den i transmissionsnätet eftersom regionnätet transporterar elen kortare sträckor (Energimarknadsinspektionen, 2024d). Från regionnätet transporteras elen till lokalnätet där spänningen är 40 kV eller lägre och sänks ytterligare till 230 V innan den når vanliga slutanvändare (Energimarknadsinspektionen, 2024d). I transmissionsnätet och regionnätet används vanligtvis luftledningar medan det i lokalnätet även är vanligt förekommande med både luftledningar och nedgrävda markkablar (Boverket, 2023).

Transmissionsnätet ägs och förvaltas av Svenska kraftnät och konstruerat för att transportera stora mängder el från produktionsanläggningar till olika områden med elbehov. Regionnätet ägs till stor del av nätföretagen Ellevio, E.ON, Vattenfall, Jämtkraft och Skellefteå kraft. Från regionnätet leds elen vidare till lokalnätet eller i vissa fall direkt till stora elförbrukare. Lokalnätet ägs av ungefär 155 olika elnätsföretag som ansvarar för sina respektive områden. I lokalnätet transporteras elen till hushåll och andra elförbrukare, och här sker även inmatning av el av mindre producenter såsom från solceller. (Boverket, 2023)

För att använda och bygga elnät behövs vanligtvis nätkoncession, vilket fungerar som ett sorts tillstånd. Endast några få nät är så kallade icke-koncessionspliktiga nät. Dessa kan exempelvis vara nät från mindre produktionsanläggningar eller elbilsladdstolpar (Energimarknadsinspektionen, 2024a). För transmissionsnät och regionnät används ofta nätkoncession i linje och gäller alltså för ledningar en viss sträcka, medan det i lokalnätet används nätkoncession i område. Elnätsföretag med koncession i ett område har i stort sätt monopol på eldistributionen i området. (Boverket, 2023)

I det svenska elnätet omvandlas energi i kraftstationer innan elen går genom högspänningstransformatorer, som höjer till rätt spänning beroende på vilken nivå i elnätet som anslutningen sker i. Mellan transmissionsnät och regionnät finns utbytespunkter, där elen kan transporteras i båda riktningar baserat på behovet i regionen. Vid övergången mellan nät med olika spänning finns ställverk med in-och utgående elledningar, och transformatorer som anpassar spänningen. Närmare abonnenterna finns transformatorstationer, eller nätstationer, som omvandlar inkommande spänning till lågspänning på 400 eller 230V. Elen levereras sedan till abonnenterna genom servisledningar. Större elförbrukare kan vara anslutna direkt till högre spänningsnivåer och har då ofta egna ställverk. (Konsumenternas energimarknadsbyrå, u.å[b])

Det finns olika typer av elnätsuppsbyggnader. Maskade nät syftar till elnät där maskor med knutpunkter matas från varje ledning ansluten (Svenska kraftnät, 2010), där elen alltså har möjlighet att gå flera vägar. Detta betyder att när ett fel uppstår kan matning ske på via en annan ledning. Radialnät består istället av radialledningar som endast en anslutning till inmatningspunkten (Svenska kraftnät, 2010). Det innebär att vid fel påverkas alla bakomliggande anslutningar och kunder problem eftersom det inte finns någon redundans.

2.1.1 Utmaningar i elnätet

I det svenska elnätet finns det betydande utmaningar, varav kapacitetsbrist är en av de mest framträdande. Detta beror på flera bakomliggande orsaker. Sveriges elnät började byggas ut redan under 1930-talet, och under perioden 1950-1980 genomfördes omfattande utbyggnader av transmissions- och regionnäten. Elbehovet har sedan 1990 legat på en konstant nivå omkring 140 TWh trots en ökande befolkningsmängd, samtidigt som investeringstakten minskat och sedan legat på en jämn nivå sedan 1990-och 2000-talen. Detta innebär att det svenska elnätet är dimensionerat för ett elbehov för 50 år sedan med utgångspunkt i de bedömningar kring industriutveckling och befolkningstillväxt som gjordes då. På senare tid har man sett en ökad

befolkningsmängd i storstäder samtidigt som elbehovet inom transportsektorn och industrin ökar, och likaså mängden nya elintensiva företag. Detta ökar behovet av kapacitet och överföringsförmågan i transmissionsnätet. Vad gäller produktionen ökar mängden väderberoende och intermittenta kraftslag på ett distribuerat sätt på låga spänningar, medan den lokala planerbara produktionen minskar. Även detta kan bidra till kapacitetsutmaningen. (Energimarknadsinspektionen, 2020b)

Nationellt sett förväntas inte befolkningstillväxten i sig att bidra till en ökad elanvändning, men eftersom ökningen främst sker i städer kan det ökade elbehovet till dessa platser ställa högre krav på överföringskapaciteten. Det finns risk att städer inte får möjligheten att växa om det finns begränsningar i ovanliggande nät och etablering av lokal produktion eller om flexibilitetstjänster uteblir. Även den ökande mängden intermittenta kraftslag och ett ändrat användningsmönster av både nya och befintliga kunder bidrar till kapacitetsutmaningen när effektkurvan blir högre, då det nuvarande nätet inte är dimensionerat för det.(Energimarknadsinspektionen, 2020b). En övergång från en mer centraliserad produktion av synkronmaskiner till en mer utspridd och småskalig produktion som integreras på lägre spänningsnivåer måste kunna hanteras. Den ökade mängden lokal solelsproduktion innebär utmaningar på lokalnät, eftersom de traditionellt endast dimensionerats för distribution till kunderna. Detta har tidigare genomförts enligt principen för sammanlagring, vilket innebär att nätbolagen dimensionerat näten utifrån den summerade mängden abonnerad effekt från kunderna i ett visst område. Förändrade användningsmönster hos kunder i kombination med ökad förnybar elproduktion, särskilt lokal solkraftsproduktion, innebär att sammanlagringseffekten förändras och leder till en ökad osäkerhet och utmaningar för nätbolag som ska dimensionera nät. (SNS, 2024)

Det finns redan områden där elintensiva industrier inte har kunnat etableras eller expandera på grund av kapacitetsbristen och istället behövt välja ett annat område samtidigt som många industrier på sikt kommer att elektrifieras. Dessutom ökar mängden elintensiva serverhallar i takt med samhällets digitalisering och dessa önskar etableras nära slutanvändingen och därmed i närheten av städer vilket inte alltid är möjligt med anledning av kapacitetsbristen. Vad gäller elektrifieringen av transportsektorn finns fortfarande vissa osäkerheter kring hur elbehovet kommer att se ut i och med utvecklingshastigheten och behovsmönster vid användning. Det står däremot klart att det kommer innebära utmaningar för elnätsföretagen (Energimarknadsinspektionen, 2020b). Från produktionssidan finns också förändringar. Produktionen på lokalnivå från planerbar el från kraftverk minskar till följd av lagändringar gällande utsläpp av fossila bränslen i kraftvärmeproduktion. Dessutom har stora satsningar på vindkraft gjorts (Energimarknadsinspektionen, 2020b), vilket innebär att den lokala planerbara produktionen minskat och den intermittenta ökat.

Det är Svenska kraftnät som ansvarar för transmissionsnätet och dess utbyggnad baserat på egna prognoser och bedömningar. Lokal-och regionnätsägare planerar dessutom sina egna nät och är inte alltid samordnade. Detta leder till en risk att relevanta aktörer inte har all information om elnätets kapacitetsbegränsnignar och kan leda till att planerare i överliggande nät inte får tillgång till kunskapen om behovet i lokal-och regionnät. För att lösa problematik med kapacitet görs generellt nätförstärkningar vilka tar tid, omkring 3-5 år i regionnät och 10-15 år i transmissionsnät. Framtida elnät kommer behöva vara mer flexibelt och kunna hantera förändringar eftersom lösningar krävs redan nu. I nära framtid kommer därför flexibilitet tilläggas nätförstärkningar. (Energimarknadsinspektionen, 2020b). En utredning av Energimarknadsinspektionen (2022a) undersökte ledtiden för anslutningar, alltså tiden från att processen påbörjas fram tills att den avslutas. För anslutning av laddningspunkter varierade ledtiden mellan 4-36 månader beroende på anläggningen effekt där den främsta anledningen till ledtiden berodde på nätförstärkningar och handläggninsgtiden hos elnätsföretag. (Energimarknadsinspektionen, 2022a)

Med kapacitetsbrist menas svårigheterna att överföra kapacitet till avgränsade området trots att det finns tillräckligt med el i systemet. Det syftar särskilt till överföring till storstäder eller elintensiva verksamheter. Begreppet kapacitetsbrist används ofta i sammanhang där nya anslutningar inte är genomförbara på grund av denna problematik (Svenska kraftnät, 2024). Problem som uppstår på grund av flaskhalsar i transmissionsnätet är endast en av utmaningarna elnätet står inför. Kapacitetsbrist kan alltså uppstå på lokala nivåer

när kapaciteten i distributionsnätet inte är tillräckligt för att tillgodose nya anslutningar eller tillkommande laster med nya effekttoppar, såsom snabbladdning av eldrivna fordon. Power Circle (2020) beskriver att orsakerna till nätutmaningarna ligger i urbanisering, solceller, nya etableringar, en ökad mängd elbilsladdning, avveckling av lokal produktion och svaga eller gamla nät. Detta leder till problem som spänningsfall, övertoner, överbelastade transformatorer, effektbrist mot överliggande nät och nätkapacitetsbrist. Stora mängder installerad effekt solceller kan resultera i spänningsvariationer på lågspänningsnätet, vilket kan hanteras genom batterilager och begränsning av ströminmatning på nätet. En ökad mängd laddningsfordon kan innebära lokala effekttoppar om inte laddningen sprids ut över tiden eller koncentreras till de perioder på övriga laster på nätet är små. (Power Circle, 2020)

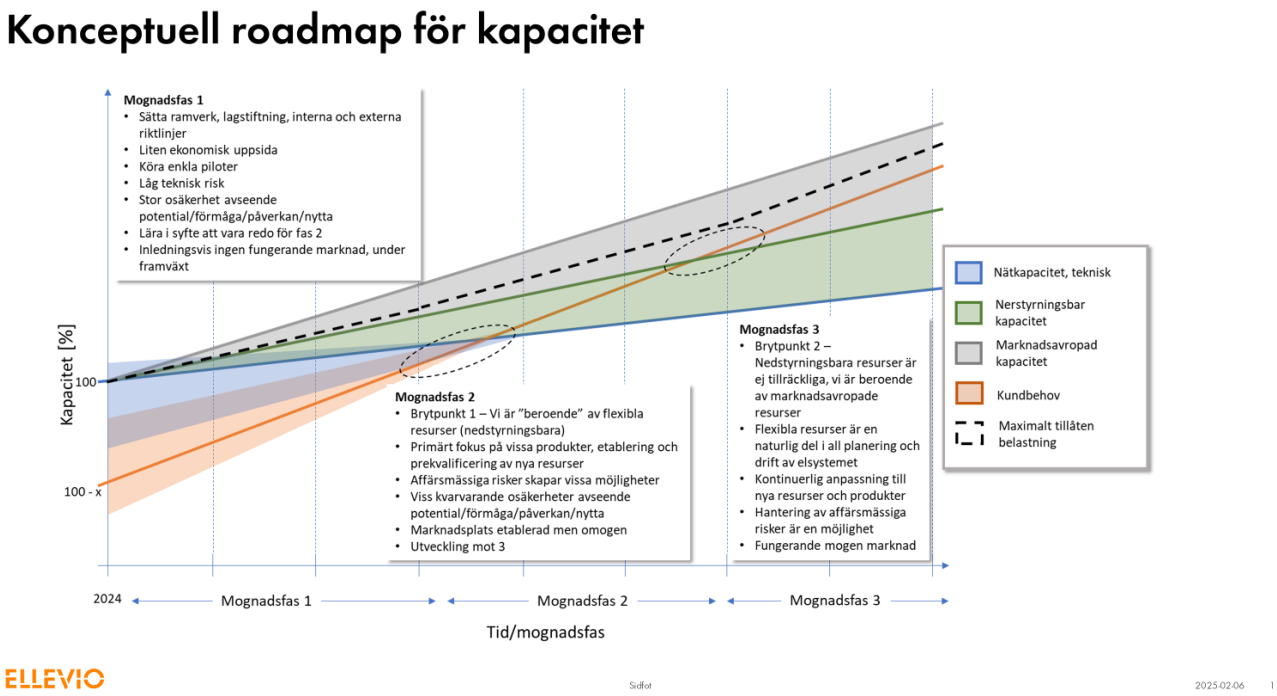
Elnätet är en central del i omställningen till förnybar energiproduktion. Studier har visat att tidigare nätplaner underskattat utbyggnaden av sol-och vindproduktion och att dessa projekt senare fastnat i långa köer för att anslutas till elnätet. Anslutningstiderna för sol-och vindkraft samt för storskaliga batterier har ökat under de senaste åren, och många projekt blir stillastående. Mer än hälften av totalt 60 GW solkraftsprojekt som står i anslutningskön har resterande tillstånd och finansiering klara och kan byggas omgående. Det bedöms krävas upp mot 400 miljarder kronor till 2030 i nätinvesteringar för att tillgodose tillräcklig överföringskapacitet i Sverige. Försenade eller uteblivna nätinvesteringar skulle leda till negativa konsekvenser för klimatmål, BNP och energisäkerheten. (SNS, 2024)

Ellagen säger att anslutningar ska ske inom en skälig tid från att nätföretaget mottagit ansökan. Den skäliga tiden beror på förutsättningarna för anslutningen och kan variera mellan olika fall men är ofta inom 2 år. Kapacitetsbrist i överliggande nät är en vanlig anledning till längre anslutningstider enligt en undersökning genomförd av Energimarknadsinspektionen (2025). Samma undersökning kom fram till att regelverken för villkorade avtal, en metod för att påskynda anslutningar, har otydliga regelverk och ska undersökas närmare under 2024 (Energimarknadsinspektionen, 2025). Ellagen 1.Kap 4§ lyder som följande: ”Med nätverksamhet avses att ställa elektriska starkströmsledningar till förfogande för överföring av el. Till nätverksamhet hör också projektering, byggande och underhåll av ledningar, ställverk och transformatorstationer, anslutning av elektriska anläggningar, mätning och beräkning av överförd effekt och energi samt annan verksamhet som behövs för att överföra el på det elektriska nätet.” (*Ellagen* 1997). Från denna lag kan tolkas att energilager kan användas i syftet att driva elnätet, men nätbolag får inte producera energi eller bedriva elhandel. (Power circle, 2014)

2.1.2 Utbyggnadshastighet

Elanvändningen i Sverige väntas öka markant till 2050. Exakt hur mycket är svårt att avgöra, men Sweco (2023) har lyft fram två scenarier med olika utveckling av elanvändningen. För scenariot med högst elanvändning väntas elbehovet ligga på 340 TWh till 2045, och för scenariot med långsammare utveckling 272 TWh. Eftersom processen för utbyggnaden av elnät tidigare gått långsamt och att flera städer redan nu står inför kapacitetsutmaningar i elnätet finns risken att elnätsföretagen inte hinner leverera den ökade mängden el som näringslivet efterfrågar. (Sweco, 2023)

Även utan en ökad elektrifiering hade investeringar i nätet behövts för att upprätthålla nuvarande status, och med det ökade elbehovet behövs vidare åtgärder för att säkerställa en tillräckligt stor transport från produktion till konsumtion. Med en ökad överföringskapacitet möjliggörs ytterligare produktion från fler kraftverk, som i sin tur medför stabilare elpriser och kan jämna ut produktionskurvan från sol-och vindkraft vilket även stärker leveranssäkerheten. Det medför också att fler konsumenter och producenter kan anslutas på region-och lokalnivå. (Sweco, 2023)

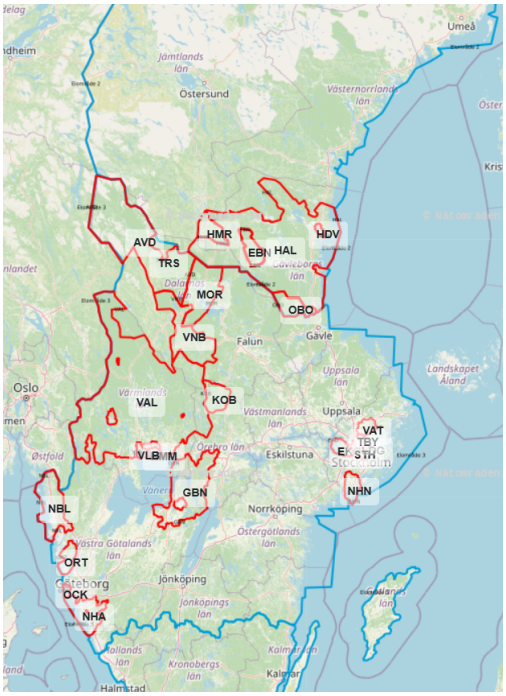


Figur 1: Konceptuell överblick för kapacitet och flexibilitet.

I figur 1 demonstreras en konceptuell överblick och tankeskiss för flexibilitet i olika mognadsfaser som en metod att öka kapaciteten i nätet när utbyggnaden av nätet inte hinner med. Den streckade linjen representerar den maximala tillåtna belastningen. Figuren visar att i den inledande mognadsfasen etableras ramverk och lagstiftningar där stora osäkerheter avseende potential och förmågor för flexibilitet finns. I brytpunkten till nästa mognadsfas, när kundbehovet överskrider den tekniska kapaciteten i nätet, finns ett beroende av nedstyrningsbara flexibla resurser. Här finns även en utvecklad men omogen marknad och viss kvarvarande osäkerhet avseende potentialen och förmågan för flexibilitet. Den tredje mognadsfasen uppstår vid den andra brytpunkten, där kundbehovet överskrider den kapacitet som frigjorts med nedstyrningsbara flexibla resurser. Här är nedstyrningsbara resurser inte tillräckliga och marknadsavropade resurser är nödvändigt. I denna mognadsfas är flexibilitet en del av planeringen och driften av elsystemet, och det finns en fungerande och mogen marknad.

2.1.3 Ellevios elnät

Ellevio AB äger och förvaltar elnät på lokal-och regionnivå i Stockholm, Gävleborg, Örebro, Värmland, Dalarna, Västra Götaland, Halland och Norrbotten. Det är Ellevios ansvar att elöverföringen till kunderna i ovannämnda områden sker. (Ellevio, 2024b)



Figur 2: Ellevios nätområden (Nätområden.se, u.å).

I Ellevios nätutvecklingsplan 2025-2034 har bedömningar gjorts om huruvida begränsningar kommer att återstå mot överliggande nät efter att redan nu planerade åtgärder genomförts. Bedömningar har gjorts för varje delområde där resultatet visar att man i flera av Ellevios delområden inte kommer kunna möta behovet i det interna nätet och att det finns fortsatta begränsningar mot överliggande nät. Dessa delområden är Halland, Norra Bohuslän, Skaraborg, Täby, Värmland och Tovåsen. I några andra delområden förväntar man sig att problematiken byggs bort till 2031-2032. I dessa områden finns alltså risk för problem på kort samt medellång sikt. Detta gäller Orust-Tjörn, Nynäshamn, Ekerö, Stockholm, Lidingö, Täby, Vallentuna och Dalarna. I områdena Torpberget, Olingan och Laforsen bedöms det att inga begränsningar mot överliggande nät kommer kvarstå. (Ellevio, u.å)

I nätutvecklingsplanen har även behovet av flexiblitet för att reglera produktion och konsumption utvärderats på kort (0-2 år), medellång (3-5 år) och lång sikt (6-10 år). I tabell 2 redovisas mängden flexibilitetstjänster som skulle behövas i varje delområde. Detta är en uppskattning där flexibilitetstjänster och andra resurser som kan innebära ett alternativ för nätförstärkning inkluderas. Uppskattningen är baserad på förenklade modeller genom att estimera prognoser för elbehovet och jämföra det med behovet av överföringskapacitet, där elbehovet för tillkommande laster antas följa en förenklad lastprofil. (Ellevio, u.å)

Tabell 2: Bedömt flexibilitetsbehov per område i olika tidshorisonter (MW) (Ellevio, u.å)

Område	Reglering	Kort sikt (0-2 år) [MW]	Medellång sikt (3-5 år)[MW]	Lång sikt (6-10 år)[MW]
Halland	Elkonsumtion	0	0-30	0-50
Halland	Elproduktion	0	0	0
Orust-Tjörn	Elkonsumtion	20	40	0
Norra Bohuslän	Elkonsumtion	0	0	0
Norra Bohuslän	Elproduktion	0	0	0
Skaraborg	Elkonsumtion	0	0-10	0-25
Skaraborg	Elproduktion	0-10	0-300	0-450
Nynäshamn	Elkonsumtion	0-5	0-10	0-10
Ekerö	Elkonsumtion	0-5	0-10	0-15
Stockholm	Elkonsumtion	0	0	0-130
Lidingö	Elkonsumtion	0-5	0-5	0-5
Täby	Elkonsumtion	0-25	0-25	0-40
Vallentuna	Elkonsumtion	0-5	0-10	0-10
Värmland	Elkonsumtion	0	0-170	0-320
Värmland	Elproduktion	0-100	0-140	0-240
Dalarna	Elkonsumtion	0	0	0
Dalarna	Elproduktion	350	0	0
Hälsingland	Elkonsumtion	0	0	0
Hälsingland	Elproduktion	0	0	0
Torpberget	-	0	0	0
Olingan	-	0	0	0
Laforsen	-	0	0	0
Tovåsen	Elproduktion	0	0	0-150

2.2 Metoder för att hantera kapacitetsbrist

Kapacitetsbrist kan hanteras på flertalet sätt varav två metoder är nätförstärkning och flexibilitet i form av batterienergilager. Med nätförstärkning avses förbättring och utökning av kapaciteten i nätet. Batterienergilager kan användas som en flexibel resurs för att avlasta nätet under toppbelastning.

2.2.1 Nätförstärkning

Nätförstärkning är en åtgärd som är nödvändig i nät där anslutningar inte är möjliga. Detta kan exempelvis vara att det inte finns tillräckligt med kapacitet i fördelningsstationens transformator eller i kablarna i den matande slingan under topplasttimmar. För nyanslutningar gäller att de kostnader som uppstår i samband med förstärkning, utbyggnad eller ombyggnad av nätet betalas av den som ska anslutas, och om det gäller flera kunder delas kostnaderna för den berörda sträckan mellan kunderna som nyttjar utbyggnaden (Konsumenternas energimarknadsbyrå, u.å[a]).

Processen för nätanslutningsprocessen beskrivs av Jensen (2022) och följer olika steg: föranmälan, förstudie, ansökan, nätutredning, tillstånd vilket inkluderar nättillstånd, vägtillstånd och bygglov, nätförstärkning och etablering av anslutningen. I det initiala steget skickas en föranmälan in med tilltänkt information om anslutningen. Efter att den inkommit till nätföretaget görs en förstudie som undersöker elnätet vid placeringen och gör en uppskattning för kostnaden. Baserat på denna information skickas en fullständig ansökan in till nätägaren och en nätutredning påbörjas. Det undersöks hur anslutningen kan genomföras och om det finns tillräcklig effektmarginal och vilka eventuella nätförstärkningar som krävs. Sedan överlämnas förslaget och offert med den uppskattade kostnaden. Olika tillstånd kan behövas baserat på vad utredningen visat, och större åtgärder i nätet kräver fler tillstånd. Nättillstånd, eller koncession, krävs för starkströmsledningar och kan sökas för linje eller område. Detta behöver inte sökas av företag med områdeskoncession inom vilken enskild ledning byggs. Vägtillstånd varierar beroende på placeringen och exempelvis huruvida vägaavspärrningar behövs. I de fallen krävs tillstånd från flera aktörer såsom Trafikverket och kommuner. Bygglov kan behövas vid byggnation av nätstationer. Eventuella nätförstärkningar, som konstaterats behövts under nätutredningen, genomförs efter att lämpliga tillstånd finns. Arbetet som nätförstärkningen innefattar upphandlas via

entreprenörer. Nätförstärkningen som genomförs kan exempelvis vara:

- Nya nätstationer
- Högre effekttutag
- Ny ledning
- Övrigt, exempelvis byte av skyddsreläer

Beroende på den nya anslutningens behov kan nya nätstationer behövas. Om ett högre effektuttag krävs kan anslutningar till regionnät behövas. Detta kräver ännu fler tillstånd och ny mottagningsstation för anslutningen. Om ledningar börjar närma belastningsgränsen kan förstärkning behövas i form av kabel förlagd i mark eller luftledningar. Det kan bli relevant att förstärka hela den matande ledningen. Andra nätförstärkningsinsatser kan röra sig om utbyggnad av ledningar eller kabel eller att i ställverk byta skyddsreläer. (Jensen, 2022)

Vad gäller anslutning av laddinfrastruktur kan ledtiderna påverkas av flera faktorer. Den totala ledtiden varierar primärt mellan sex till tolv månader, men kan även ta kortare eller längre tid. Detta gäller främst om den tillkommande effekten är tillgänglig i nätet. Om förstärkningar krävs tar det ofta längre tid. Förstärkningar i högspänningsnät fördröjer anslutningen med ungefär fem år och en ny transformator med tre till sex månader. En anslutning till regionnät och en tillkommande mottagningsstation fördröjer arbetet ungefär två år. (Jensen, 2022)

Investeringar i elledningar ökar för att hantera överföringskapacitetsproblematiken. Faktorer som långa ledtider, intrång på mark och höga kostnader är dock några av anledningarna till att nätinvesteringar inte alltid är ett självklart val. Det finns däremot anledning att bygga bort flaskhalsar i nätet, särskilt om de är frekventa och varaktiga. Processen för detta, inkluderande identifiering, samråd, nätkoncession och drift, kan ta så lång tid som 10 år. Nätkoncessionen är en särskilt central del i processen då det ofta är en nödvändighet för att kunna investera i nätet. Nätkoncessionsprövningar syftar till att undersöka huruvida investeringen är motiverad ur ett samhällsekonomiskt perspektiv och nödvändig, men kan på grund av den snabbt ökande mängden produktion och långa ledtider göra det ineffektivt att påbörja prövningen när behovet är ett faktum. Av denna anledning finns det skäl att kunna göra proaktiva nätförstärkningar. Däremot kan det innebära svårigheter att finansiera denna utbyggnad på förväntade ökningar av ansökningar, eftersom en elledning som ännu inte används inte ingår i intäktsramen. Det finns alltså två vägar att gå: ett elnät som är redo när behov uppstår där underutnyttjade elledningar accepteras, eller utbyggnad vid förfrågningar där ett effektivt nätutnyttjande garanteras. Nätutvecklingsplanerna bör här utnyttjas för att motivera nätinvesteringar, och bygger därmed på förbättrade prognoser och beslutsunderlag. (SNS, 2024)

2.2.2 Flexibilitet

Ett annat sätt att öka överföringskapaciteten handlar om att öka nätutnyttjandet av befintliga ledningar. Centralt för denna lösning är att ett ökat elbehov inte behöver innebära ett ökat effektuttag som kräver utbyggnad. Nätutnyttjandet kan förbättras genom flexibilitet, vilket innebär att både produktion och efterfrågan samt deras variationer kan hanteras för att säkerställa tillräcklig eltillgång i nätet under en viss period. Flexibiliteten kan gälla både produktion och efterfrågan för att hantera effekttoppar. Ett stort fokus har lagts på flexibilitet hos efterfrågan, och eftersom att nät tidigare har dimensionerats för att klara effekttopparna är ökade effekttoppar en drivande faktor för nätförstärkning när de endast uppstår vid några fåtal tillfällen per år. Med ökad flexibilitet kan dessa effekttoppar hanteras och därmed tillgodose mer överföringskapacitet, vilket i sin tur möjliggör fler anslutningar och höjda effektuttag utan att nätförstärkning krävs. (SNS, 2024)

Nyttorna med flexibilitet skulle kunna delas in kategorierna i energi, som avser upphandling på den fysiska elmarknaden, balansering, för att upprätthålla rätt frekvens i elnätet, och överföring där flexresursen bidrar till att hantera överlast i lokal-och regionnät vilket förbättrar spänningskvaliteten och nätutnyttjandet. (SNS, 2024)

Energimarknadsinspektionen (2020a) skriver att det bakomliggande behovet till flexibilitet handlar om balans. För att kunna hantera småskaliga och förnybar energiproduktion och ändrade behovsmönster blir balanseringsbehovet större för att mer effektivt kunna utnyttja nätets kapacitet och undvika topplasttimmar. Några resultat av detta kan vara jämnare och lägre elpriser och uppskjutande av byggnation av nya kraftverk eller nät. Energiomställningen kan dessutom ske snabbare och till en lägre samhällsekonomisk kostnad eftersom alternativet både tar längre tid och är mer kostsamt. (Energimarknadsinspektionen, 2020a).

Samlingsbegreppet flexibilitet innefattar flera delområden; balansering på stödtjänsmarknaden, hanteringen av kapacitetsbrist, bättre elpriskontroll, oberoende aggregering och dess främjande av flexibilitet, efterfrågeflexibilitet i industrier, mätning av flexibilitet och så vidare enligt Energimarknadsinspektionen (2023b). Det beskrivs vidare att tre huvuddelar inom flexibilitet är dess behov och nyttor, möjliggörare och flexibilitetsresurser. Vad gäller behoven och nyttorna med flexibilitet finns flexibilitet för energi där tidsskalan utgörs av timmar upp till dagar och säsonger och år. Detta behov avser jämvikt mellan säsonger och mellanårlig energitillgänglighet. Ett annat behov handlar om balansering som istället verkar på realtid upp till en timme för att behålla rätt frekvens på elnätet. Flexibilitet för överföring är aktuell på tidsskalan minuter upp till timmar, och hanterar risken för överbelastning och frigör överföringskapacitet på kort sikt för att undvika nätinvesteringar. (Energimarknadsinspektionen, 2023b)

Överföringsproblematiken är något som påverkar alla spänningsnivåer i elnätet då utbyggnadshastigheten inte är tillräckligt snabb som ökningen av efterfrågan. På lokala och regionala nät har det uppkommit lokala flexmarknader för öka överföringskapaciteten där ökad eller minskad produktion samt uttag avropats. Möjliggörare krävs för att kunna använda olika flexibilitetsresurser för detta syfte, eftersom ägaren av flexibilitetsresursen måste få en signal när behov finns och sedan kunna svara på den. Ett exempel på en sådan signal skulle kunna vara en prissignal. Ägaren av resursen måste sedan ha tillräckligt med information, incitament och teknisk möjlighet för att ändra inmatningen eller uttaget tillräckligt snabbt. Det kan finnas flera faktorer som påverkar viljan och möjligheten att erbjuda flexibilitet. Detta kan vara funktioner, mekanismer, marknader eller aktörer. (Energimarknadsinspektionen, 2023b) Det krävs alltså IT-stöd och kommunikation för att bedriva en flexibilitetsmarknad. För att kunna koppla samman ett behov av flexibilitet med en flexibilitetsresurs används möjliggörare såsom marknadsplatser, elhandlare, aggregatorer, mätning, styrning och avräkning. Även flexibilitet mellan olika sektorer inom energisystemet är viktiga, exempelvis med fjärrvärmen, eftersom den kan bidra till att avlasta elnätet. Det kommer vidare behövas flera olika flexibilitetsresurer som kan användas inom olika sektorer och med för olika ändamål, exempelvis för hushållens värmepumpar och industriers elpannor för att utnyttja flexibilitetens alla nyttor. Förutsättningarna för flexibilitet skiljer sig åt mellan olika nät och nätägare, där vissa nätområden riskerar att få in för få bud för att skapa en marknad. Om priset för buden blir för höga till följs av för få inkomna bud, saknas motiveringen för nätbolag att använda resurser för detta ändamål. Ännu finns ingen reglering för hur en flexibilitetsmarknad ska utformas i Sverige, men i EU tas riktlinjer koordination mellan aktörer och för lokala marknader i fram. I Sverige har olika pilotprojekt genomförts, såsom CoordiNet och Sthlmflex. (SNS, 2024)

Lokala flexibilitetsmarknader är ett effektivt och teknikneutralt sätt att hantera överföringskapacitetsbrist (SNS, 2024). Coordinet var ett projekt inom EU som huvudsakligen genomfördes i Sverige, Spanien och Grekland för att undersöka hur nätanvändningen kan göras mer effektiv genom att använda flexibilitet för att kapa effekttoppar. Fyra olika delområden användes för att skapa lokala marknader för flexibilitet och demonstrationsanläggningar i Uppland, Skåne, Gotland och Västernorrland/Jämtland. Projektet visade att nätägare (DSO) kan använda flexibilitet för att motverka överbelastningar med förutsättningen att likviditeten i marknaden är tillräckligt hög. Det visade även att flexibilitet inte är en universallösning och att det finns utmaningar som att säkerställa marknadslikviditet och tillräckliga incitament för för flexibilitetstjänstleverantörer. (Etherden, Ruwaida och Hansson, 2022)

Ett pilotprojekt inom flexibilitet där Ellevio medverkade genomfördes vintern 2020/2021. Sthlmflex syf-

tade till att hantera den ökade kapacitetsbristen i Stockholm. En av lärdomarna från projektet har varit att flexibilitetsbehovet påverkas av väderförhållanden där varma vintrar innebär färre avrop. Detta innebär en utmaning eftersom behovet kan vara oregelbundet och därmed svårt att förutspå. Även oförutsägbara händelser kan påverka flexibilitetsbehovet. Efter Rysslands invasion av Ukraina ökade elpriserna vilket minskade behovet att flexibilitet, något som påverkade pilotprojektets utveckling. Projektet visade att Ellevio hade köpt flexibilitet som sedan inte använts och att det funnits brister i leveransen. Detta pekar på behovet av förbättra valideringsprocesser för både kunder och leverantörer av flexibilitet. En viktig aspekt i flexibilitetesmarknader är garantin att resurser kan aktivera den upphandlade mängden flexibilitet. En annan lärdom har varit att låg likviditet innebär en utmaning för flexibilitetsmarknader. Låga flexibilitetsbehov och begränsade mängder avrop medför problem att skapa en effektiv handelsplattform. En lågfrekvent marknad där flexibilitetsbehov uppstår sporadiskt försvårar etableringen av en dynamisk och effektiv marknadsplattform. I Stockholm ser man ändå möjligheten med flexibilitetsmarknader för att hantera den ökande kapacitetsbristen, men tills förutsättningarna för en sådan marknad förbättras bedöms andra flexibilitetslösningar vara bättre på kort sikt. Bland annat testas nedstyrningsförmågan för laddinfrastruktur i staden. (Ellevio, 2024a).

2.3 Utformning av flexibilitetsmarknader

Flexibilitet finns i flera former och på både marknad-och icke marknadsbaserade sätt. Vid nätets normaldrift räcker så kallad implicit flexibilitet, vilket innebär att prissignaler från elspotpriser och elnätstariffer är tillräckligt för att konsumenter och producenter reagerar och anpassar sig. I dagsläget är elnätstarifferna statiska, men kan komma att bli dynamiska och därmed ge samma typ av incitament som priserna på elmarknaden. Faktorer som ökad andel intermittent produktion, ändrade konsumtionsmönster och kvartsbaserade spotpriser kan komma att påverka elpriserna och i utsträckning kundernas förbrukning, som kan komma att fördelas ytterligare över dygnet. Explicit flexibilitet syftar istället till en mer marknadsbaserad metod där olika avtal mellan flexibilitetsköpare och nätabonnenter används. Flexibiliteten som anskaffas genom marknadsmässiga metoder upphandlas som elhandel. Flexibilitetsresurser kan på samma sätt som energi på NordPool budas in, och när nätägare har behov utav det kan flexibiliteten säkras. Ett sätt att genomföra detta är genom att låta nätabonnenter sälja sin flexibilitet på specifika marknadsplatser såsom lokala flexibilitetsmarknader eller Svenska kraftnäts stödtjänstmarknad och där detta inte är möjligt genom bilaterala avtal. (PowerCircle, 2024)

Tre sätt flexibilitet kan säljas på marknadsplats är genom fria bud, tillgänglighet och effektbegränsning. Med fria bud anskaffas flexibilitet genom att ägaren av resursen lägger bud som samordnas med köparens behov. Vid perioder då elnätet förväntas bli ansträngt kan nätägare signalera behov av tillgänglighet. Denna tillgänglighet kan upphandlas av flexibilitetsägare som får ersättning för att vara tillgängliga, och vid eventuell aktivering tillkommer extra ersättning. Ytterligare ett sätt att upphandla flexibilitet är via effektbegränsning, där kunden under överenskomna timmar endast har tillgång till en lägre avtalad effekt. (PowerCircle, 2024)

För nät där marknadsbaserad upphandling av flexibilitet inte är möjligt finns alternativet villkorade avtal och andra åtgärder som inte är marknadsbaserade. Villkorade avtal används ofta vid nya anslutningar där kapaciteten är begränsad. Vid normaldrift har anslutningarna tillgång till sin effekt, men under särskilda driftförhållanden kan villkoret aktiveras och kundens effekttillgång begränsas. Detta kan möjliggöra tidigare anslutningar, och aktivering sker utan att kunden har chans att motsätta sig. (PowerCircle, 2024). Villkorade avtal innebär att vid behov i samband med exempelvis driftstörning minskas kundens effektuttag eller för produktionsanläggningar minskar effektutmatningen. Flexibla kunder och anläggningar såsom laddstationer har stor möjlighet att tillämpa villkorade avtal för att kunna tidigarelägga anslutningar medan näten förstärks där kapacitetsbrist råder. Om villkorade avtal blir vanligare att använda kommer det uppstå ett större behov av kommunikation mellan elnätsföretag och kunder. Energiföretagen Sverige har gett en frivillig branschrekommendation att använda OpenADR som kommunikationsprotokoll, eftersom kommunikationen behöver kunna ska på ett automatiserat sätt. För marknadsaktörer såsom laddoperatörer som kan ha laddstationer hos flera elnätsföretag med villkorade avtal skulle det vara kostnadsineffektivt med ökad

administration som flera kommunikationslösningar skulle innebära. (Rydegran, 2023)

För aktörer som vill vara med och bidra med flexibilitet krävs en inventering av flexibilitetsresurser. Ofta är mängden så pass liten att det inte är möjligt att genomföra egna bud och i dessa fall krävs aggregatorer, såsom elhandlare eller andra aktörer, som kan genomföra budningen på marknaden. Efter detta genomförs förkvalificering där marknadens ansvariga operatörer säkerställer att kraven för att vara delaktiv på marknaden uppfylls, vilket ofta sker innan säsongsstart på lokala marknader. I nästa steg sker budning. Marknader där tillgänglighet upphandlas är ofta mer lönsamma för ägare av flexibilitetsresurser. När nätägare köper flexibiliteten väljs det mest kostnadseffektiva budet efter att köpviljan hos nätägaren vägts mot buden. Köparen av flexibiliteten väljer inte leverantör och buden är anonyma. Vid aktiveringen av flexibliteten sker validering och mätning av mängden levererad flexibilitet som jämförs med den avropade mängden, där säljaren får betalt för vad som faktiskt levererats. (PowerCircle, 2024)

I intervjuer genomförda av PowerCircle (2024) efter pilotprojektet Uppflex framkommer att leverantörer av flexibilitet anser att hållbarhet och möjligheten att delta på nya marknader och fler intäktskällor som primära drivkrafter för att delta på marknaden. Även sådant som ökad kunskap om flexibilitet och en minskad risk att överskrida sina egna abonnemang lyftes som incitament. Utmaningar ansågs istället handla om den administrativa bördan vid bud och avrop eftersom automationsnivån var så låg, vilket ledde till uppfattningen att kostnaderna vid deltagande inte alltid kompenseras av intäktsmöjligheterna. Även brist på intern kompetens, få avrop och konkurrens med stödtjänstmarknaden där det oftare sker avrop är hinder för deltagande. Förvirringen och osäkerheten kring deltagande på flera olika marknader skulle behöva klaras upp, och en ökad koordinering behövs så att marknader med färre avrop inte väljs bort. Vidare var kostnader för eventuell styrutrustning och processer som behövs, samt en upplevelse av för lågt marknadsvärde för flexibilitet och en osäker framtidsutveckling utmaningar för deltagande. (PowerCircle, 2024)

Upplevelsen om att flera marknader står i konkurrens behöver enligt PowerCircle (2024) nyanseras och koordineringen ökas för att möjliggöra deltagande på flera marknader. Flexibilitetesmarknader finns på flera platser och nivåer i nätet, varav Svenska kraftnäts stödtjänstmarknad varit en vanlig att delta i. Det finns även möjlighet att handla flexibilitet på Nordpools day-ahead marknad och där flexibiliteten alltså handlas på nationell nivå. Lokala-och regionala marknader finns på flera platser i landet och är ofta öppna under vintersäsong och därmed har en färre avrop än exempelvis stödtjänstmarknaden, vilket kan leda till uppfattningen om att de ekonomiska drivkrafterna bakom deltagande på flexibilitetsmarknaden är lägre än för andra marknader. Detta behöver inte nödvändigtvis stämma eftersom volympriserna på flexibiltetsmarknader är relativt höga samtidigt som tillgänglighetsersättningen kan generera intäkter för att vara tillgänglig. Många flexibilitetsresurser har möjlighet att delta på flera marknader. Stora batterier kan exempelvis delta i samtliga marknadsprodukter på NordPool, stödtjänstmarknaden och lokala flexibilitetsmarkander. Det minsta mängden som kan budas bestäms för varje enskild marknad och i dagsläget är den minsta mängden mellan 0,05 och 1 MW. (PowerCircle, 2024)

Svenska kraftnät (2023) har tagit fram en strategisk handlingsplan för ökad flexibilitet. Några förslag på handlingsplaner rör bland annat att på kort sikt tydliggöra regler kring balansansvar och aggregatorrollen för att underlätta för mindre aktörer att delta på marknaden, något som Svenska kraftnät och Ei ansvarar för. De rekommenderar även en etablering av en elmarknadshubb för underlätta utbyte av data och information mellan olika aktörer. Detta bör ske på kort-eller medellång sikt där regeringskansliet, Svenska kraftnät och Ei är ansvariga. En standardisering av marknadsplatser rekommenderas för att skapa ett tydligt ramverk för utformningen av effektflexibilitet, och därmed öka viljan att delta på marknaden för både leverantörer av flexibilitet och nätföretag. Detta bör genomföras på medellång sikt där Svenska kraftnät tillsammans med nätföretagen är ansvariga genomförare. Även prognosmöjligheter av laster i nätet bör förbättras för att möjliggöra bedömningar innan dygnet där flexibiliteten ska levereras i samtal med nätägare, något som rekommenderas på kort/medellång sikt av Svenska kraftnät och nätföretag.

Vidare bör en undersökning av de förutsättningar som gäller för kravställning av hög tidsupplösning gällande avtal och mätning genomföras. Flexibiliteten hos förbrukare kan förbättras om kunderna får kortare tidsintervall i sina avtal, något som regeringskansliet och Ei bär utreda på kort/medellång sikt. Vidare kan anslutning till näten undersökas som ett sätt att främja flexibilitet. Genom utvecklande av rådande villkor för anslutning och dess turordning kan effektivare processer främja flexibiliteten genom att ta mognadsgraden av behoven i åtanke och reducera hinder. Detta är något Svenska kraftnät genomför på medellång sikt. På kort sikt kan Svenska kraftnät tillsammans med nätföretag och andra aktörer öka samspel sinsemellan och i ett tidigare skede ge indikation på behov och förutsättningar. Detta kan underlätta för anslutande parter eftersom de kan få en bättre uppfattning av förutsättningarna för genomförande av anslutningen. Här kan även en sammanställning av befintliga anslutningar genomföras, något som kan frigöra kapacitet om befintliga anslutningar kan anpassas och eventuellt sänkas om det finns outnyttjad kapacitet bunden till den som därmed skulle frigöra kapacitet för nya aktörer. På en medellång sikt kan en sammanställning av framtida elintensiva företag och aktörer underlätta planeringen av eventuella flexibilitetsbehov i transmission-och distributionsnät, något som skulle leda till effektiv planering av nät och nätutnyttjande. På kort sikt kan inventering av kapacitet inom olika områden förbättra förutsättningar för planering. Ytterligare ett område som ses över är utformningen av tariffer och abonnemang. På kort sikt ska Svenska kraftnät undersöka strukturer för tariffen mot transmissionsnätet, något som skulle ge korrekta prissignaler och underlätta effektiv nätutbyggnad och utnyttjande av transmissionsnätet. Svenska kraftnät ska även med aktörer se över förstudier av flexmarknaden FlexiN för att se över hur mer dynamiska abonnemang främjar flexibilitet. På kort/medellång sikt ska även villkorade abonnemang och hantering av abonnemang ses över, något som kan öka kapaciteten. Om det finns möjligheter att ändra eller ta bort abonnemang frigörs kapacitet. (Svenska kraftnät, 2023)

I rapporten framtagen av Svenska kraftnät (2023) att det i dagsläget inte finns reglering för utformningen a flexibilitetsmarknader eller vilka ansvarsområden och roller nätföretag har. Pilotprojekt har därför genomförts för att kunna dra lärdomar och erfarenhet av detta. Några tekniska och administrativa hinder för ökad flexibilitet rör krav på minsta budstorlek och hur mätdata och kundinformation hanteras. I de tidiga processerna innan deltagande behöver aggregatorer sammanställa och delge viktig information om de resurser som ska delta för att verifiering ska kunna ske. Sedan varierade rättigheter för styrning av förbrukning och informationsdelning mellan olika aggregatorer. Detta är något som kan försvåra processen av verifiera resurserna och kan leda till behov av att hantera fullmakter. Detta hinder kan underlättas med exempelvis en enhetlig datahubb, något som nu innebär legala utmaningar men som skulle kunna underlätta problemet med data-och informationshantering. Kunskap är även en utmaning för mindre aktörer. Några ekonomiska hinder rör istället den låga nyttjandegraden av lokala flexibilitetsmarknader, något som kan förklaras av dess låga mognadsgrad. Eftersom detta är en nytt komplement till övriga energimarknader kan avropen ha låg frekvens och genom att öka den skulle flexibilit främjas. Det kan även ses som ett hinder att flexibilitet i dagsläget endast finns i form av pilot-och demonstrationsprojekt som saknar långsiktighet och som därmed inte motivera deltagare att investera i eventuell styrutrustning. Det främsta regulatoriska hindret är otydligheten av rollerna inom regleringen. Vidare kan en utredning av samspelet mellan lokala flexibilitetsmarknader och stödtjänstmarknader svara på hur en ökad integration av de olika marknaderna kan genomföras. Eftersom lokala flexibilitetsmarknader är ett komplement till ordinarie elhandelsmarknader används de mer sällan, och det finns eventuellt en möjlighet att tillämpa oanvända bud till andra marknader. Detta skulle kunna till fler avrop för ägare av flexibilitetsresursen vilket i längden bidrar till en ökad lönsamhet. Det är även tänkbart att åtgärderna för främjande av flexibilitet kan komma att förändras när förordningarna för flexibilitet fastställs. (Svenska kraftnät, 2023)

2.4 Batterienergilager som flexibel resurs

Batterilager är en flexibel resurs som kan bidra med många nyttor på nätet. En studie genomförd på Rocky Mointain Institute fann att batterier kan stödja nätet på 13 sätt vid användning hos kund. Dessa är bland annat energiarbitrage, frekvensreglering, stöd för spänning, kapning av effekttoppar och uppskjutande av nätinvesteringar. Studien lyfter att ju närmare slutanvändningen batteriet placeras, desto fler nyttor har

den i hela systemet. Batteriet kan placeras på tre olika nivåer; bakom elmätaren, på distributionsnivå eller på transmissionsnivå. Det framhävs att när placeringen ska undersökas ska utgångspunkten vara så långt ner i elnätet som möjligt för att sedan undersöka var den ekonomiska lönsamheten är som störst. (Garrett Fitzgerald, James Mandel, Jesse Morris, Hervé Touati, 2015)

Vad gäller placering av batterienergilager är två viktiga faktorer att ta hänsyn till bullernivåer och anpassningar för att uppfylla brandskyddskrav vilket kan skilja sig åt beroende på vilka krav brandförsvaret inom respektive kommun har. Generellt sett är en placering relativt långt från bebyggelse ett sätt att minimera riskerna. De flesta batterier i Sverige är placerade bakom mätaren och ägs av kunden själv enligt Power Circle (2020). Enligt studien genomförd vid Rocky Mointain Institute ger denna lösning flest nyttor till elnätet, samtidigt som denna lösning kan kräva aggregatorer för att medverka på andra marknader då lagringsmöjligheten antagligen är liten. (Power Circle, 2020)

Batterier som flexibel resurs har en snabbare reaktionstid än exempelvis synkrona anläggningar som kan öka produktionen under ett visst tidsintervall. De har en reaktionstid på 0,1 s och kan nå högsta effekt på 0,2 s. Eftersom batterilager monteras modulvis är lagrinskapaciteten och effekten skalbar, och batteriet kan placeras inom flera spänningsnivåer i nätet. Det är även möjligt att förflytta batteriet till de platser där det behövs. (Power Circle, 2020). Vid anslutning av batterier bör samma krav som anslutning av distribuerad generering gälla för spänningsvariationer, det vill säga högst 3% i anslutningspunkter som delas av flera kunder och 5% i anslutningspunkter i egen anslutningspunkt vid transformator och kabel. I en studie av Energiforsk (2025) observerades spänningsvariationer på mellan 1–2% för både större batterier anslutna på mellanspänningsnivå och distribuerade batterier på lågspänningsnivå. Detta indikerar att spänningsvariationer generellt inte utgör den begränsande faktorn för batterianslutning (Energiforsk, 2025).

Företaget Alfen är leverantörer av energilagringssystem och laddinfrastruktur. De använder sig främst av batteritypen $LiFePO_4$ (så kallat LFP) med hög lagringskapacitet och livslängd på över 20 år Företaget levererade Ellevios batterilager som använder Alfens 10 MW modulära energilagringssystem TheBattery Elements. Alfen (u.å) skriver att TheBattery har fyra huvudsakliga syften: optimering av laddningsprofilen för att stabilisera nätet och undvika stora nätinvesteringar, nättjänster som kan stödja med reservkapacitet för att möte den oregelbundna produktionen från förnybara energikällor, i syftet av energihandel samt för att tillgodose tillfälliga elbehov. TheBattery förekommer i flera storlekar och kapaciteter. Enligt specifikationer från Alfen (2021) har varje modul har en vikt på 330 kg och varje batteriställ 3500/3800 kg. Modulens dimensioner är (WxLxH) 1152x243,4x810 mm och 46,592 kWh. I varje batteriställ (battery rack) ingår 8 st moduler, som därmed har märkenergi 372,736. Inkluderat BMS är dimensionen för batteriället 1300x1300x2340 mm. Batteriället var av typen EnerOne Outdoor 280Ah-1h, där batteriställen fördelades lika på de två olika DC-bussarna i växelriktaren. Batteritypen var litium-jon med laddninshastigheten 1C. Denna batterilösning skulle enligt Alfens dokumentation kunna användas till marknaderna FCR och FRR samt energiarbitrage.

TheBattery Mobile som tagits fram för energilagring på uthyrningsmarknaden och kan bland annat användas i syfte av nätstabilitet. Denna finns tillgänglig i flera storlekar och består av 42,2 kWh litium-jon-batterier. Varje container har en kapacitet på 169 kWh - 422 kWh där varje växelriktare har en maximal effekt på 300 kVA. Containern har måtten 2.99m x 2.44m x 2.59m och väger 7,500 kg. (Alfen, 2024)

För batterier är depth of discharge (DoD) en viktig parameter att ta i beaktning vid dimenensionering av batterier. Depth of discharge beskriver hur stor mängd av energikapaciteten som används under en upp- och urladdningscykel i batteriet, och uttrycks ofta som en procentsats av den totala kapaciteten. DoD har en stor inverkan på batteriets hälsa och livslängd. Höga urladdningsniåver kan leda till slitage på batteriet eftersom större förändringar kemiskt och fysiskt sker. Genom att välja lämpliga nivåer för DoD kan därmed livslängden förlängas och kan ses som en kritisk parameter för designen av batteriet. Vid höga nivåer av DoD ökar värmeproduktionen eftersom det innebär ett högre strömflöde, vilket även gäller för snabbare upp-och

urladdningshastigheter. C-rate är en avgörande faktor för batteriets hälsa. Detta är en parameteter som beskriver den hastigheten som batteriet kan ladda upp och ur i relation till den totala kapaciteten. Snabbare upp-och urladdningar kan ge ökat slitage på batteriet men kan vara nödvändigt i vissa användningsområden som kräver snabb respons. Att hålla denna parameter under kontroll är därför ett viktigt för att optimera användningen och bibehålla batteriets prestanda. Ett batteris state of health (SoH) och beskriver den procentuella försämringen av ett batteri som ett bråk av den nuvarande kapaciteten och den initiala kapaciteten. (Gökhan Yüksek, 2023).

C-talet talar om hur upp-och urladdningshastigheten på ett batteri, där 1C motsvarar en upp-eller urladdningstid på 1h vilket exempelvis motsvarar ett batteri med kapaciteten 1 MWh och effekten 1 MW. Skulle det istället ha kapaciteten 2 MWh och effekten 1 MW är C-talet 0,5 och upp-och urladdningstiden är 2 timmar. Det är idag på marknaden FCR-D mest lönsamt med 1C batterier men 0,5C är även vanligt. I framtiden förväntas det bli vanligt med batterier med ännu lägre C-tal och däremed längre uthållighet (CheckWatt, 2024).

När regelverk och standarder uppfylls för batterilager och en korrekt installation och underhåll genomförs anses batterienergilager vara säkra. Däremot kan visa batterier ha en ökad risk för bränder som är svåra att släcka. Litiumjonbatterier har en elektrolyt som är baserad på lösningsmedel vilket är brandfarligt. Vid termisk rusning, en okontrollerad frigörelse av energi i battericellen, kan brand uppstå vilken kan vara svår att släcka. Det är dock inte vanligt att det uppstår fel av den allvarlighetsgrad att det börjar brinna. Termisk rusning kan uppstå till följd av överladdning och höga temperaturer. Vid överladdning riskerar alkydkarbonater i lösningsmedlet att bilda brandfarliga ångor. Skadade celler kan självantändas även om batteriet stängs av. Vid höga temperaturskillnader kan batteriet skadas. En normal laddning när omgivande temperatur är under 0 grader celcius kan skada batteriet eftersom anoden beläggs med metalliskt litium istället för att integreras inom den, vilket kan innebära en risk för kortslutning. Vid laddning i höga temperaturer kan istället batteriets livslängd påverkas negativt, och betydligt högre temperaturer kring 120-180 grader celcius kan termisk rusning uppstå. Brandspridning kan förhindras med passiva inneslutningsmetoder som skyddar mot att branden sprider sig till närliggande celler. Batteristyrenheter, förkortat BMS, kan användas för att övervaka och styra cellerna för att upprätthålla godkända nivåer av SoC, strömmen i upp-och urladdningar och spänningsnivåer (Elsäkerhetsverket, 2022).

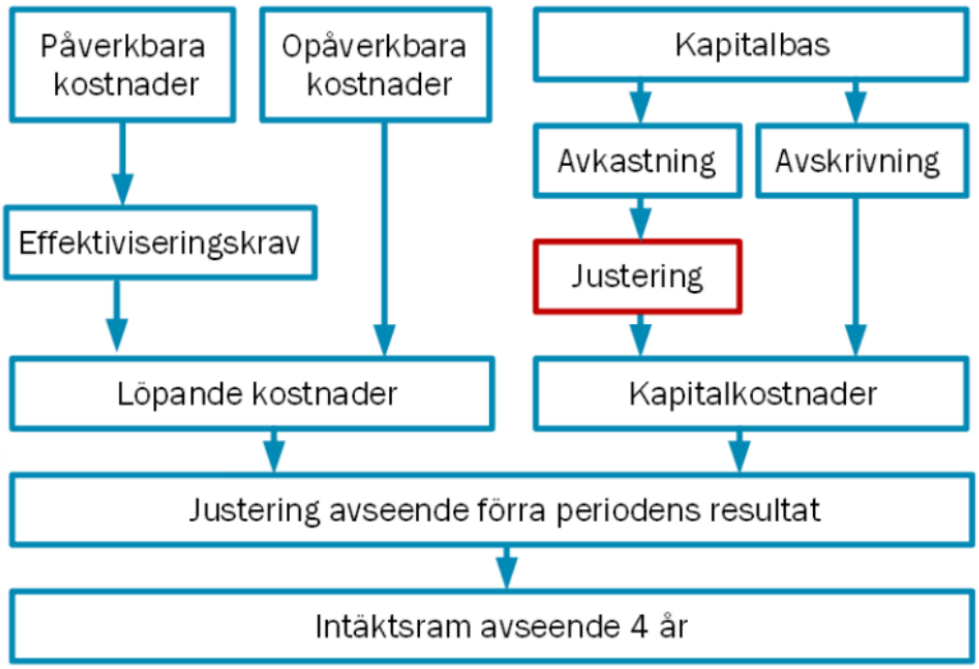
Batterier kan vid användning generera buller. Vanliga komponenter i ett BESS, Battery Energy Storage System, som kan ge upphov till buller är batterier, växelriktare eller Power Conversion Systems, transformatorer och strömbrytare. En av de mest ljudpåverkande komponenterna är thermal management system, termiska hanteringssystem, som ser till att driftstemperaturen är inom acceptabla nivåer. Ljudet som avges från komponenterna inom de termiska hanteringssystemen är vanligtvis fläktar och kompressorer. Dessa beror främst på driftförhållandena, såsom tidigare drift, ström, omgivande temperatur och solstrålning den utsätts för. Det är därför oftast lägre buller på nätterna än dagarna. När man ser till maximal ljudnivån är det istället strömbrytaren som är den avgörande komponenten. Strömbrytaren är en nödsäkerhetsutrustning som aktiveras när kretsen är överbelastad och för ett väl fungerande system bör den inte komma till användning särskilt ofta men kan vid korta perioder avge högt ljud. Det finns olika sätt att hantera dessa höga ljudnivåer. Den mest effektiva är att planera för höga bullernivåer genom att exempelvis placera BESS på rätt avstånd från känsliga mottagare, utnyttja naturliga geografiska former som bullerskydd och att tänka på höjdskillnader som kan leda till ökad bullerspridning. En annan metod är att ha bullerkontroll vid ljudkällan, genom att exempelvis välja tystare utrustning eller installera ljuddämpare. Bullerdämpning längs överföringsvägen kan också tillämpas, vilket innefattar bullerskärmar, jordvallar eller takkonstruktioner. Den minst önskvärda åtgärden är bullerdämpning vid mottagaren genom att exempelvis ljudisolera fasader. Denna metod används främst som en sista åtgärd om tidigare inte räcker. (Eriksson, 2023).

2.5 Intäktsreglering av nätbolag i nuvarande reglerperiod

Den svenska elmarknaden består av tre delar: produktion av el, distribution av el samt elhandel. Elhandeln i Sverige har sedan 1996 varit en konkurrensbaserad marknad och därmed avreglerad. Till skillnad från elhandel är marknaden för distribution av el utformat som ett naturligt monopol, vilket innebär att det är en reglerad marknad där ett företag har monopol på elnätsverksamheten i ett specifikt område (Energimarknadsinspektionen, 2021). Naturligt monopol uppstår främst i branscher där det krävs stora initiala investeringar för att komma in på marknaden. Det betraktas som ineffektivt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv att företag konkurrerar som nätägare. Alltså finns det ett elnät för varje given fastighet och konsumenter kan därav inte byta elnätsbolag. Med syfte att övervaka och reglera denna monopolbransch har regeringen inrättat en myndighet, Energimarknadsinspektionen, som arbetar för att skapa regelverk som förhindrar överprissättning och främjar kvalitet i de tjänster som nätägare producerar (Larsson, 2023). Intäktsregleringen är en central del i hur elnätsverksamheten styrs, eftersom den direkt påverkar bolagens lönsamhet, investeringsstrategier och därmed hela elnätets utveckling. Enligt EU:s elmarknadsdirektiv har regleringen av elnätsbolag i Sverige varit utformad som en förhandsreglering. Regleringen anger alltså villkoren för elnätsföretagens verksamhet i förväg under en viss kommande period. Det är även en form av eftersläpande reglering vilket innebär att den justeras i efterhand för att kompensera för avvikelser mellan prognostiserade och faktiska kostnader, vilket kan leda till att över- eller underintäkter regleras i kommande perioder. Dessa perioder kallas reglerperioder och varar i 4 år. Den första var under 2012-2015 och den nuvarande tillsynsperioden är 2024-2027, ofta benämnt som reglerperiod 4 (Bergman, 2024).

EU:s elmarknadsdirektiv sätter krav på regleringen för elnätsverksamhet i respektive stat, bland annat att Energimarknadsinspektionen ska agera som regleringsmyndighet oberoende i förhållande till regering och marknadsaktörer. Energimarknadsinspektionen definierar intäktsramar som reglerar vad elnätsföretagen får ta ut i avgift av sina kunder. Enligt *Europaparlamentets direktiv 2019/944* (2019) bör elnätsavgifter vara skäliga, objektiva och icke-diskriminerande. Dock anger inte elmarknadsdirektivet hur regleringen utformas, utan det specificeras i den svenska ellagen. Enligt kapitel fem, paragraf 1 ska intäktsramen under en tillsynsperiod inte vara större än att täcka deras kostnader för att bedriva elnätsverksamhet på ett ändamålsenligt och effektivt sätt. Det ska även täcka avskrivningar och ge en avkastning på kapitalbasen som behövs för att få tillgång till kapital för investeringar i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk (*Ellag (1997:857)* 1997). Utöver dessa kostnader tar även EI hänsyn till kvaliteten i nätverksamheten och huruvida elnätsbolaget bedriver sin verksamhet och om det bidrar till effektivt utnyttjande av elnätet (Energimarknadsinspektionen, 2021).

Figur 3 beskriver schematiskt hur intäktsregleringen för nätbolag är utformad i den nuvarande reglerperioden. Enligt Energimarknadsinspektionen beräknas intäktsramen baserat på löpande kostnader, OPEX, samt kapitalkostnader, CAPEX. Löpande kostnader delas upp i påverkbara samt opåverkbara medan kapitalkostnader delas upp i avskrivningar samt avkastning på kapitalbasen (Energimarknadsinspektionen, 2022b). Elnätsföretagens kapitalkostnad baseras på kapitalbasen, det vill säga det kapital som krävs för att bedriva verksamheten. Kapitalbasen värderas med hjälp av en kapacitetsbevarande princip vilket i praktiken innebär att de befintliga anläggningarna uppvärderas med en normprislista för att få det aktuella nuanskaffningsvärdet, istället för att varderas av det faktiska nuanskaffningsvärdet. Normprislistan baseras på byggkostnadsindex och används av nätbolag för att uppskatta vad olika komponenter av nätförstärkningar i regel kostar. En mer kostnadseffektiv nätförstärkning i kontrast till normprislistan gynnar alltså nätbolag ekonomiskt. I regel har andra nordiska länder en förmögenhetsbevarande princip som istället baseras på att kapitalet värderas utifrån det faktiska anskaffningsvärdet efter avskrivningar medräknat inflation. Detta baseras på KPI, konsumentprisindex. Byggkostnadsindex som normprislistan baseras på har kommit att växa kraftigt i jämförelse med konsumentprisindexet vilket har väckt kritik mot metoden (Bergman, 2024).



Figur 3: Schematisk bild över intäktsregleringen av nätbolag i reglerperiod 4, (Energimarknadsinspektionen, 2022b).

Avskrivningar av kapitalbasen görs med en linjär avskrivningsmetod, det vill säga att en fast andel av nuanskaffningsvärdet årligen skrivs av baserat på anläggningens tekniska och ekonomiska livslängd. Alltså krymper kapitalbasen och därmed intäktsramen vilket medför att elnätsbolag investerar i nya anläggningar eller uppgraderingar av befintliga anläggningar för att undvika detta. Avkastningen för kapitalbasen, alltså den tillåtna reala kalkylräntan, fastställs med hjälp av WACC, Weighted Average Cost Capital. Kortfattat är detta ett vägt genomsnitt av avkastningskrav på det egna kapitalet och räntan på lånat kapital. Avkastningen justeras även som ett incitament för att elnätsföretagen ska sträva efter att hålla en viss kvalitet. Med kvalitet menas diverse funktionskrav med avseende på avbrott och längden för dessa. Det omfattar även överföringens spänningskvalitet samt hur effektivt nätet utnyttjas. Med detta som grund justeras alltså kapitalkostnaden upp eller ned. På så vis belönas effektiva verksamheter medan ineffektiva verksamheter straffas. Sammanfattningsvis definieras den totala kapitalkostnaden som summan av avkastningen och avskrivningar för kapitalbasen med en justering för uppnådd kvalitet (Bergman, 2024). Eftersom nätbolag alltså får avkastning för alla sina investeringar bidrar det till högre intäktsram inför kommande tillsynsperiod vilket gör att modellen kan ses som capex biast (Energimarknadsinspektionen, 2023a).

Resterande kostnader som inte ingår i kapitalkostnaden definieras som löpande kostnader, uppdelat i påverkbara och ej påverkbara kostnader. Kostnader som klassificeras in i ej påverkbara är exempelvis kostnader för nätförluster och abonnemang till överliggande samt angränsande nät. Dessa kostnader får nätbolag full täckning för utan något effektiviseringskrav (Bergman, 2024). De påverkbara kostnaderna definieras som samtliga övriga kostnader, exempelvis personalkostnader, administrativa kostnader och lokalhyror. Intäktsregleringen ställer kontinuerliga effektiviseringskrav på dessa typer av kostnader. Med hjälp av en benchmark-modell jämförs elnätsföretagens relativa effektivitet av påverkbara kostnader för föregående tillsynsperiod. De effektivaste företagen tilldelas ett effektiviseringskrav på en procent medan de mindre effektiva företagen får högre effektiviseringskrav. Syftet med effektiviseringskraven är att simulera konkurrenstryck och incitament att minska sina kostnader. Konkret innebär det att intäktsramen för de påverkbara löpande kostnaderna sänks med tiden (Bergman, 2024).

Sammanfattningsvis innebär den nuvarande intäktsregleringen att elnätsföretag har rätt att ta ut ersättning för både avskrivningar och en rimlig avkastning på investeringar som inkluderas i kapitalbasen. Detta gäller oberoende av investeringens initiala kostnad, vilket skapar starka finansiella incitament att genomföra kapitalintensiva åtgärder. Samtidigt omfattas inte rörliga kostnader, såsom kostnader för flexibilitetstjänster, av samma rätt till avkastning, vilket innebär att dessa inte bidrar till att öka intäktsramen på samma sätt som investeringar i fysiska nätanläggningar. Detta brukar benämnas som att nuvarande intäktsreglering är "Capex-biast". Det innebär att den regulatoriska ramen i praktiken gynnar nätinvesteringar framför alternativa lösningar, även i fall där dessa senare skulle kunna vara samhällsekonomiskt mer effektiva.

2.6 Intäktsreglering av nätbolag i kommande reglerperiod

Under de föregående reglerperioderna har elbehovet i Sverige varit relativt konstant vilket har speglats i utformningen av intäktsregleringen. Enligt Bergman (2024) har fokus legat på effektivitet, ersättningsinvesteringar och successiv anpassning av elnätet i takt med förändringar i den geografiska fördelningen av elanvändning och elproduktion. Men med den kommande drastiska elektrifieringen förväntas den svenska elanvändningen öka kraftigt det kommande åren. Det för med sig att intäktsregleringen och dess uppbyggnad kommer behöva omvärderas. Fokus kommer att ligga på huruvida det finns tillräckligt med incitament för åtgärder som främjar att möta kapacitetsbrist i tid (Bergman, 2024).

Nya beslut om intäktsramar väcker ofta diskussioner och har emellertid lett till rättsprocesser. Inför den nuvarande reglerperioden överklagade elnätsföretagen EI:s beslut om att bland annat övergå från en kapacitetsbevarande princip till en förmögenhetsbevarande princip, vilket beviljades i kammarrätten (Energimarknadsinspektionen, 2023c). Dock har förutsättningarna för EI att omvärdera och ändra intäktsregleringen kommit att ändrats i takt med nya direktiv från EU. EU-domstolen fastställde i Tysklandsdomen att nationella tillsynsmyndigheter ska agera oberoende av politiska organ. För Sverige innebär detta att nuvarande regelverk strider mot EU-rätten. Det innebär att EI med störst sannolikhet, efter lagändringar, kommer att införa en ny metod för beräkning av intäktsramar inför tillsynsperioden 2028–2031 (SNS, 2024). EI har aviserat att förändringar i intäktsregleringen kommer att ske inför nästa reglerperiod men dessa förändringar är ännu ej officiella. EI har öppnat för informationsmöten under våren 2025 där nätbolag får framföra sina åsikter kring regleringsmodellens olika delar, det vill säga kapitalbasmetod, anslutningsavgifter, effektiviseringskrav, flexincitament etc. EI behöver dock inte fastställa beslutet om nästkommande reglerperiod fören sista oktober 2027. Enligt energiföretagen kommer eventuella framtida förändringar med störst sannolikhet vara omfattande eftersom EI:s planerade metodbyte, som sedan pausades, var så pass betydande (Energiföretagen, 2024).

Enligt interna källor på Ellevio, se avsnitt 3.1 Kvalitativ analys för intervju av strategianalytiker, kommer EI med störst sannolikhet revidera stora delar av modellen för intäktsregleringen (personlig intervju, 3 Februari 2025). Vidare visar utförda intervjuer att EI kommer att förändra kapitalvärderingsmetoden för att minska överkompensation och bättre spegla verkliga kostnader. Kapitalvärderingsmetoden förväntas bli förmögenhetsbevarande i framtiden, alltså att det faktiska anskaffningsvärdet används och uppvärderas med hjälp av en nominell WACC, som inkluderar inflation. Anskaffningsvärdet kommer alltså inte indexeras med nuvarande normprislista utan med en nominell WACC vid beräkningen av avkastning. En konsekvens av en sådan metod är att risken för att investera i ny teknikutvecklingens flyttas från nätföretagen till kunden. EI vill med stor sannolikhet även att anslutningsprojekt ska ligga utanför intäktsramen. Alltså att ett avdrag av anslutningsintäkter i värderingen av totala kapitalkostnader införs. En sådan åtgärd kan bidra med att investeringar av nätbolag i nya anslutningar inte är lika gynnsamt som andra investeringar, vilket kan stagnera processen att ansluta nya kunder.

I dagens intäktsreglering får nätbolagen endast göra avkastning på kapitalkostnader vilket kan ses som "Capex biast". Detta innebär att det till stor del är mest lönsamt att investera i nätutbyggnad i kontrast till andra utvecklingar av nätet. Vidare enligt samma intervju tror strategianalytiker Ei i linje med detta kommer

att justera modellen för att motverka ett "Capex-biast". Intäkterna hade då dikterats utifrån en totalkostnad, TOTEX, i kontrast till den nuvarande modellen då det utformas från investeringskostnaderna, CAPEX. Dagens intäktsreglering bidrar med starkare incitament att investera i det som ökar kapitalkostnaderna jämfört med åtgärder som höjer de löpande kostnaderna, trots att de senare kan vara en mer kostnadseffektiv lösning med högre total effektivisering. Att exempelvis öka nätutnyttjandet genom att applicera flexibilitet har därmed inte särskilt stora ekonomiska fördelar, då nätutbygganad ofta är den mest lönsamma lösningen sett från intäktsregleringen. Effektiviseringskravet, som i dagsläget har argumenterats för att vara tandlöst, förväntas även omvärderas i nästa reglerperiod. I kontrast till det nuvarande effektiviseringskravet förväntas det vara utformat på den totala kostnaden. Den totala kostnadseffektiviteten för elnätsbolaget kommer jämföras med varandra och nätbolaget med högst effektivitet gynnas. På så sätt får effektiviseringskravet mer betydelse då nätbolag strävar efter högre total effektivitet genom att skapa kundvärde för lägre kostnad relativt branschen. Denna typ av modell kan alltså komma att främja lösningar som bidrar till effektivisering istället för investeringar eftersom nätbolag i en sådan modell kommer att sträva efter en låg totalkostnad. Alltså främjas lösningar som flexibilitet i elnätet i kontrast till traditionella nätförstärkningar. Utöver de ovannämnda åtgärderna tror man att den kommande reglerperioden inte kommer innehålla eftersläpning.

2.7 Flexibilitetsmarknader och intäktsreglering

Enligt Energimarknadsinspektionen (2024b) krävs en ökad mängd flexibla resurser i det svenska elnätet för att möta det ökade behovet av el samt framtidens klimatmål. En ökad efterfrågan på el samt en mer intermittent och småskalig energiproduktion leder till ett ökat behov av balans i elsystemet, vilket är till följd av höga effekttoppar och stundtals överbelastade nät. Flexibilitet är en viktig åtgärd för att uppnå balans i elnätet. Det kan vara i form av flexibel konsumtion, produktion eller i form av energilager. Det är alltså av stor vikt att marknaden utformas för att främja utvecklingen av flexibilitet (Energimarknadsinspektionen, 2024b).

Både elmarknadsförordningen ((EU) 2019/943) och elmarknadsdirektivet ((EU) 2019/944) innehåller specifikationer som bidrar till att elbolag och oberoende aggregatorer till större grad implementerar flexibilitet. Bestämmelserna ställer krav på energimarknadsinspektionen att främja flexibilitet på elmarknaden (Energimarknadsinspektionen, 2024b). Bland annat innehåller förordning 2022:585 krav på att nätbolag ska utforma nätutveclingsplaner för de kommande tio åren. Planen ska innehålla strategier för hur ökad efterfrågan på distrubtion av el planeras mötas med hjälp av felxibilitet, utbyggnad av nätet eller andra metoder (Bergman, 2024).

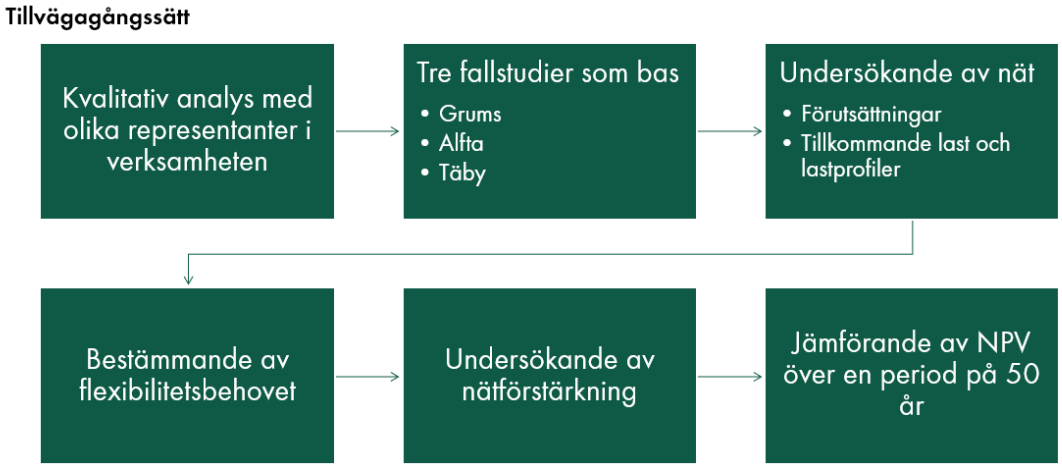
Energimarknadsinspektionen nuvarande strategi för att göra detta är uppdelad i tre huvudsakliga strategiska områden: skapa mer effektiva marknader, optimera nätutnyttjandet och ge elkunder större möjligheter att bidra med flexibilitet. Effektiva marknader som främjar flexibilitet vill EI uppnå genom att utveckla och reglera lokala flexibilitetsmarknader. Även genom att motverka hinder och bidra till att nya aktörer ska kunna delta aktivt på marknader. Med effektivt nätutnyttjande syftar de till att nätföretag ska få starkare incitament att använda flexibilitet i kontrast till att investera i nätet. Vidare att styrmedel som elnätstariffer ska återspegla kostnader och incitament för flexibilitet. De vill öka elkundernas möjlighet att bidra med flexibel konsumtion av el. Det kan uppnås med hjälp av digitala verktyg och nya affärsmodeller men även att arbeta för att fler kunder använder sig av rörliga elpriser. Energimarknadsinspektionen ser även över regelverket kring delning av el och energigemenskaper (Energimarknadsinspektionen, 2021).

Elmarknadsdirektivet (2019/944 (EU)) säger att varje medlemsland ska införa lagar och regler som gör det möjligt för distribitionsnätsföretag att upphandla flexibilitet. I elmarknadsdirektivet artikel 31.7, 32.1 och 40.5 och elmarknadsförordningen artikel 13 anges att flexibilitetstjänsterna ska upphandlas på marknadsbaserade sätt. I artikel 32.2 tydliggörs att specifikationer för tjänsterna ska tas fram av distribitionsnätsföretagen och godkännas av ansvarig tillsynsmyndighet, samt att en lista över lämpliga och standardiserade marknadsprodukter ska tas fram. Dessa specifikationer ska sedan säkerställa att upphandlingen sker på ett icke-diskriminerande sätt för alla aktörer. Dessa aktörer kan röra sig om exempelvis energiproducenter, aktörer som har energilager eller aggregatorer (Energimarknadsinspektionen, 2024c).

3 Metod

Arbetets tillvägagångssätt kan beskrivas med nedanstående figur 4. I detta arbete har både kvalitativa och kvantitativa analyser genomförts. Inledningsvis genomfördes intervjuer med olika roller inom Ellevio för att få olika perspektiv på problembeskrivningen, vilket inkluderade samtal med bland annat nätplanerare, anläggningsägare, kraftsystemanalytiker och strategianalytiker. Därefter genomfördes den kvantitativa metoden genom tre fallstudier med olika problembeskrivningar som bas. Genom vidare samtal inom Ellevio fastslogs fallen Grums, Alfta och Täby, se avsnitt 3.2.

I Grums tillkommer en stor mängd laddinfrastruktur till ett redan belastat nät, i Alfta tillkommer en ökad last från en industri och i Täby riskerar man att överstiga uttaget från överliggande effektabonnemang till följd av flera kommande projekt. För varje fall undersöktes nätet i Netbas, ett NIS-system med information och dokumentation av elnät. Intressant information i detta steg innefattar förutsättningarna i nätet i form av strömbelastningen i nätets komponenter samt vilka komponenter som är begränsande. Efter detta undersökts tillkommande laster och dess lastprofiler i respektive fallstudie. Med hjälp av nätets begränsningar och tillkommande lastprofiler bestäms flexibilitetsbehovet, se avsnitt 3.3.2 för närmare beskrivning. Eftersom nätförstärkning planeras i Grums och Alfta för att tillgodose den tillkommande lasten undersöks även förstärkningen samt dess kostnader. Detta ingår sedan i en beräkning av nettonuvärde, NPV, över en period på 50 år för att kunna dra några slutsatser om lönsamheten hos flexibilitetslösningen. Denna beräkning görs för tre scenarier: att endast använda flexibilitet, att endast genomföra nätförstärkning samt användning av flexibilitet som brygglösning innan en nätförstärkning och under dess ledtid. I Täby undersöks kostnader för utökade abonnemang mot inkommande nät samt vad övertrasseringsabonnemng kostar för att kunna jämföra med flexibilitetskostnaden. Den praktiska genomförbarheten för de olika typfallens lösningsförslag undersöks sedan för att hitta begränsande faktorer.



Figur 4: Arbetets tillvägagångssätt.

3.1 Kvalitativ metod

Nedan presenteras en sammanställning av information från intervjuer utförda med olika aktörer på Ellevio. Informationen ligger till grund för framtagandet av typfallen.

Nätplanerare:
Det framkom under samtal med nätplanerare att det kan vara intressant att undersöka hur batterienergilager som flexibel resurs skulle kunna kompensera för begränsningar av kablar vid ökad belastning istället för förstärkning. Det framkom även att det i innerstaden i Stockholm generellt sett inte uppstår kapacitetsbrist där flexibla resurser som batterienergilager kan användas på låg-och mellanspänningsnät eftersom man vanligtvis tar höjd för stora kapacitetsökningar vid förstärkningar.

Kraftsystemanalytiker:
Efter samtal med kraftsystemanalytiker konstaterades att det finns ett intresse av att undersöka möjligheten att sänka abonnemang mot överliggande nät genom att använda batterienergilager som en flexibel resurs, eftersom abonnemangen är dimensionerade på ett sådant sätt att man endast vid fåtal tillfällen kommer upp till abonnemangsgränsen. Lasterna ökar kontinuerligt i näten vilket gör att man ibland kommer nära kapacitetsgränsen vilket skulle kunna hanteras med batterier.

Anläggningsägare:
Anläggningsägare ansåg att det kunde vara intressant att undersöka abonnemang till överliggande nät från Vattenfall, särskilt för de abonnemang som går in i kranskommunerna runt Stockholm. Högre abonnemang mot Svenska kraftnät är antagligen för höga för att kunna sänkas och kompletteras med batterier som flexibel resurs. Om det går att sänka dem genom att flexibilitet kan täcka topplasttimmar skulle det vara ett intressant alternativ. På lokalnäten i Täby tillkommer flera stora anslutningar där en sådan lösning kan vara möjlig.

Affärsutvecklare:
Från möten med affärsutvecklare inom företaget konstaterades att handel på en flexibilitetsmarknad skulle kunna gå i två riktningar. Antingen köps flexibiliteten genom kontrakt som upphandlas eller auktioneras, eller genom kontinuerlig handel på marknader. Eftersom kontrakt förväntas vara billigare, enklare och lättare att dimensionera mot behov används uppskattade priser för flexibilitetskontrakt för modellering av dess lönsamhet. Kontinuerliga marknader är ännu mogna och skulle därmed innebära högre kostnader. Affärsutvecklarna konstaterade att det på landsbygden kan vara svårt att etablera en sådan marknad om det inte finns tillräckligt med flexibilitetsresurser som kan delta.

Strategianalytiker:
Från diskussioner med strategianalytiker framkom att Energimarknadsinspektionens föreslagna modell i nästa reglerperiod troligen syftar till att öka kostnadseffektiviteten genom att minska beroendet av investeringsbaserade incitament (CAPEX-bias). Man tror att det kommer uppstå ett fokus på totalkostnad (TOTEX), där både kapitalkostnader och kostnader för flexibilitetstjänster vägs in, men detta är ännu inte fastställt eller formellt presenterat av Energimarknadsinspektionen. I dagsläget är flexibilitet förknippat med osäkerheter kopplade till avtalens varaktighet, tillgång till resurser och marknadens mognadsgrad. Framöver kan incitamentsmodeller komma att införas där företag som uppnår låg totalkostnad belönas. Det poängterades att flexibilitet sannolikt inte ersätter nätinvesteringar fullt ut, utan att båda lösningarna kommer behövas parallellt.

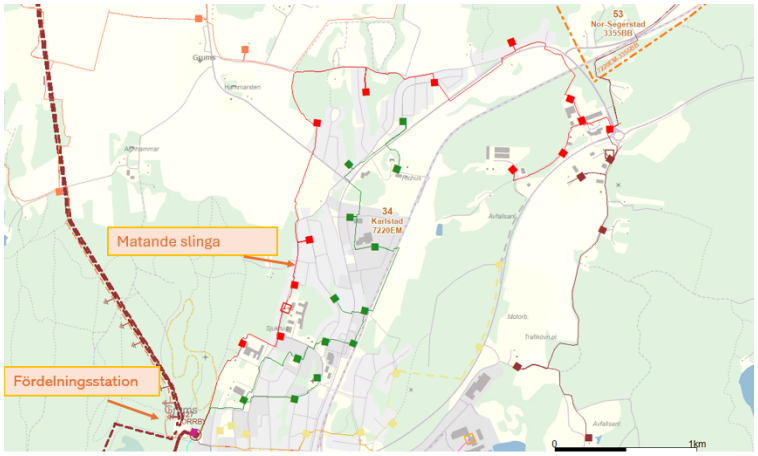
3.2 Beskrivning av typfall

För att genomföra beräkningar och simuleringar av laster och belastning användes fallstudier. Detta för att kunna arbeta med verklig data från specifika fall där belastningen kan varieras och dess påverkan på nätet och eventuella behov av förstärkning analyseras. För att hitta lämpliga typfall och fallstudier genomfördes intervjuer med anläggningsägare och nätplanerare. Baserat på detta valdes tre fall i Grums, Alfta och Täby med olika typer av nätproblematik.

3.2.1 Grums

I tätorten Grums belägen i Värmland med koncessionsnummer 53 inkommer många förfrågningar om att ansluta laddinfrastruktur i stor skala, särskilt längs med E18. Totalt har ansökningarna om anslutna laddningspunkter överstigit 5 MW inom ett mindre geografiskt område. Eftersom nätet i Grums var ansträngt till att börja med skulle anslutningen av laddinfrastrukturen innebära överbelastningar på nätet och nätförstärkningar behövde genomföras för att möjliggöra anslutningen. Innan förstärkningen fick laddinfrastrukturen sin elförsörjning från en matande slinga som utgår från fördelningsstationen Orby. Redan utan tillagd last från laddinfrastrukturen var transformatorn som försedde slingan med el hårt belastad, vars märkeffekt var 20 MVA med märkspänning 33 kV på primärsidan och 11,5 kV på sekundärsidan. Simulering i Netbas visade en belastningsgrad i transformatorn på 93%. Ut från fördelningsstationen gick en kabel med en maximal driftström på 310A. På slingan fanns även andra kabeltyper med samma maximala driftström.

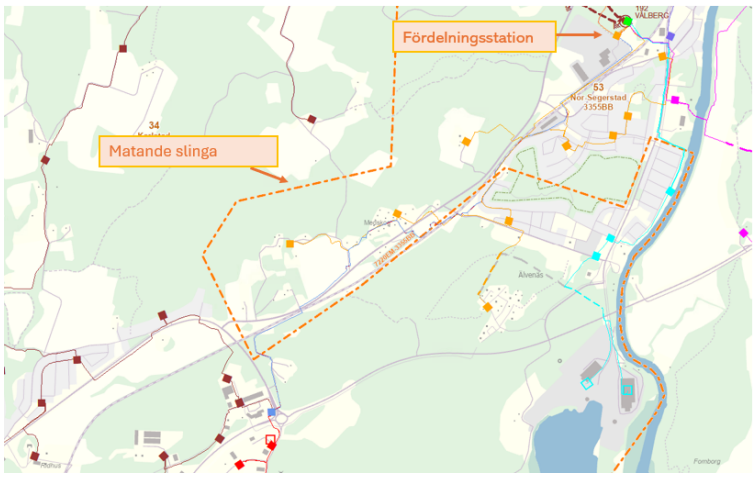
I figur 5 illustreras den aktuella slingan i rött. Slingan utgår från Orby fördelningsstation, passerar därefter genom tätorten och sträcker sig vidare till det område där majoriteten av laddinfrastrukturen ska anslutas.



Figur 5: Aktuell radial visas som den röda slingan och inleds från Orby fördelningsstation.

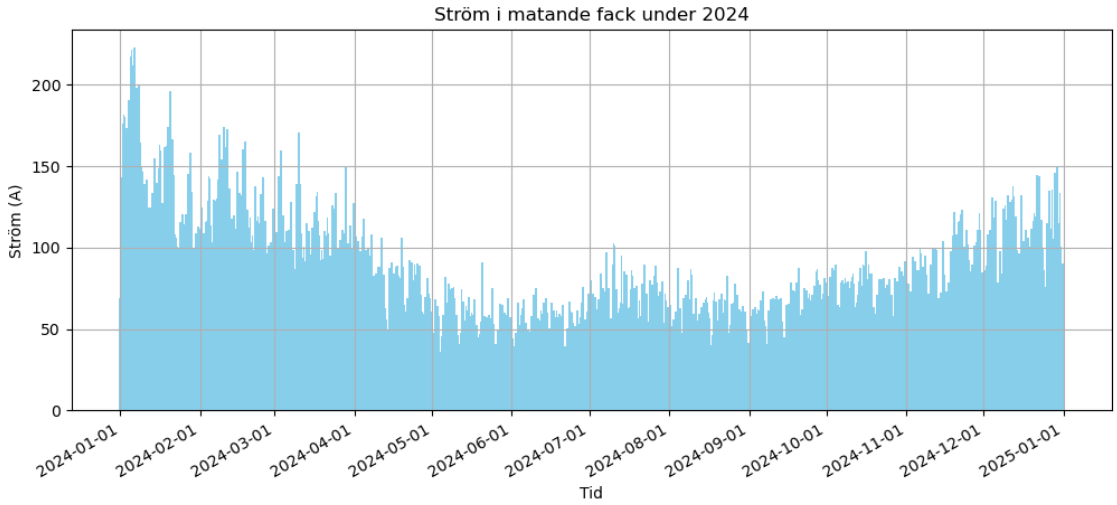
Figur 6: Området där majoriteten av laddinfrastrukturen önskades.

På olika platser runt rondellen i figur 6 önskas anslutningar av laddplatser ske, och det finns redan en del laddningsplatser, varav en med ansluten effekt på 1,6 MW. De ansökningar som inkommit är bland annat av storlekarna 2 MW, 0,75 MW, 0,45 MW, 0,8 MW och 0,78 MW. Tillsammans uppgår dessa till ungefär 5MW. Önskemålet från ett av företagen som ville ansluta laddningsstationer var inledningsvis en anslutning på 1250A, men eftersom det inte var möjligt fick de endast tillstånd att ansluta 25A. I samband med detta genomfördes en nätförstärkning för att kunna möjliggöra anslutningarna. Förstärkningarna innebar i praktiken att matningsvägen till området i figur 7 byttes från Orby fördelningsstation till Vålberg.



Figur 7: Den nya radialen från Vålberg fördelningsstation markerad med blå färg.

Förstärkningen innefattade förläggningen av två nya kablar från Vålberg med maximal driftström på 450A. Transformatorn i Vålberg fördelningsstation är enligt simulering i Netbas endast belastad till 27,5%, och har en märkeffekt på 30 MVA och märkspänningen 140 V på primärsidan och 11 kV på sekundärsidan, och har alltså högre kapacitet än den i Orby. Driftsättningen av de nya kablarna genomfördes i februari 2025 och ökade kapaciteten med 8 MW.



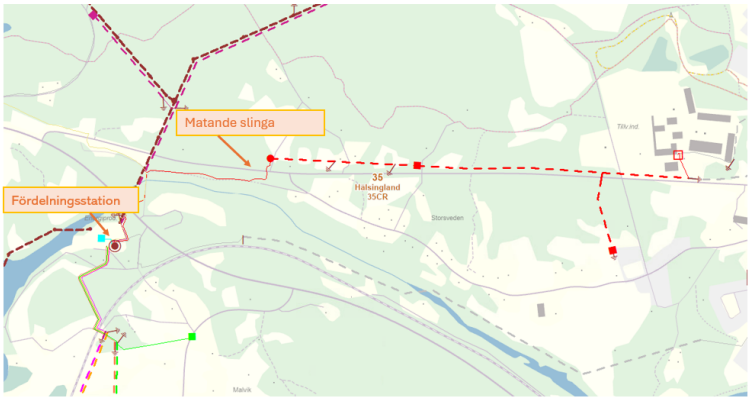
Figur 8: Uppmätt timvis ström under 2024 för matande fack i Grums

Figur 8 visar belastningen i slingan från Orby i Grums under 2024. Vid detta tillfälle fanns viss laddinfrastruktur redan etablerad, men inte i den mängd som senare möjliggjordes i och med nätförstärkningen. Slingan matade bland annat hushåll, vårdcentral och skola innan den fortsatte ut till rondellen intill E18 där anslutningarna för laddinfrastrukturen önskades.

Den begränsande komponenten som användes för att uppskatta flexibilitetsbehovet är kabeln utgående från fördelningsstationen med högsta driftström på 310 A.

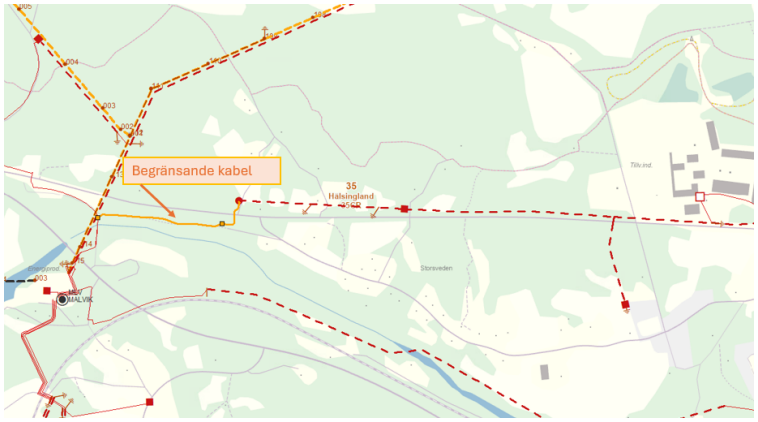
3.2.2 Alfta

I Hälsingland ligger tätorten Alfta med koncessionsnummer 35. En sågverksindustri har här ansökt om ett ökat effektuttag till 3 MW där anslutningspunkten tidigare har haft en lägre anslutningseffekt. Anläggningen får sin elförsörjning från Malvik fördelningsstation via den matande radialen som demonstreras i nedanstående figur. Från fördelningsstationen går kablar av olika typer med maximal driftström på 400A, 240A, 295A och med 345A. Matningsvägen visas i figur 9 med industrin i högra övre delen av figuren.



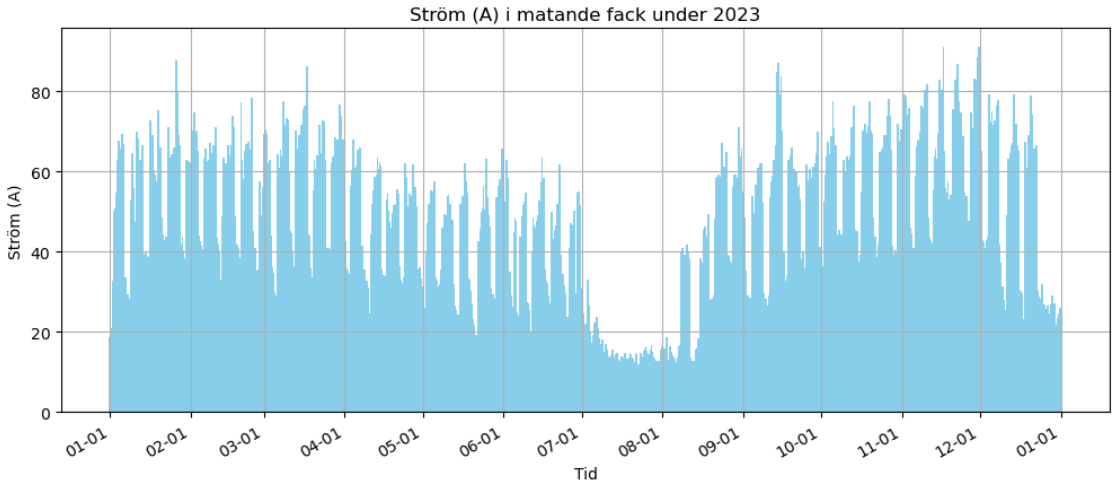
Figur 9: Radialen från Malvik fördelningsstation markerad med röd färg.

Vid normaldrift är den begränsande kabel den med lägst kapacitet för driftström, vilken är en av de utgående kablarna från fördelningsstationen med maximal driftström 295 A och redovisas i figur 10.



Figur 10: Den begränsande kabeln i normalmatningsvägen markerad med färgen orange.

Den tillkommande lasten på 3 MW motsvarar en ström på ungefär 162 A med en normal normal spänning från matande station på 10,7 kV. Transformatorn har märkeffekten 16 MVA och märkspänning primärsida 80 kV och sekundärsida 11,5 kV. Den aktuella maxlasten uppskattas till 7 MW, och med den tillkommande på 3 MW ökar maxlasten till 10. Det måste vidare kunna reservmatas en viss kapacitet via linjen, eftersom det för laster över 2 MW finns det krav på redundans eller alternativ matning. En resermatningsväg via en slinga från en närliggande fördelningsstation bedöms vara att rekommendera för detta. Denna fördelningsstation är Bränderna, där transformatorn har tillräcklig kapacitet. Däremot behövs en begränsande kabel med maximal driftström på 235 A bytas även i denna slinga. Den planerade förstärkningen som krävs för att industrin ska kunna öka sitt abonnemang till 3 MW innefattar därmed förstärkning av två kablar på olika matande vägar.



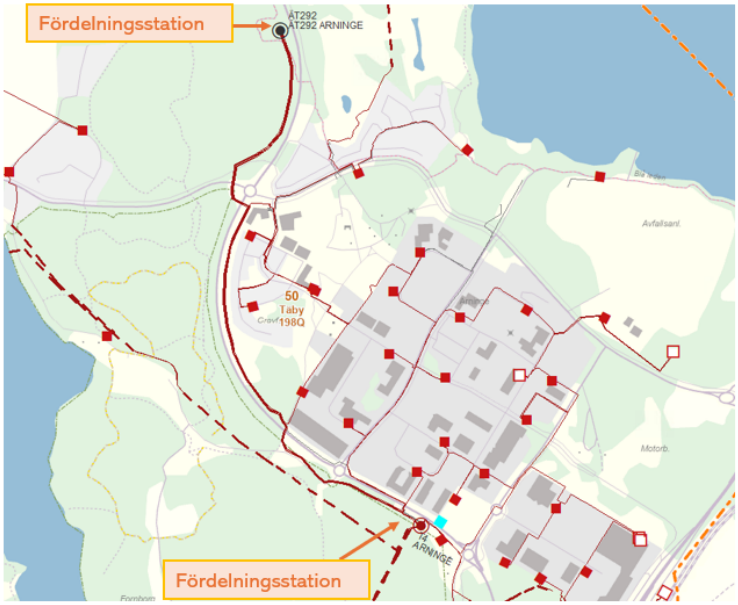
Figur 11: Uppmätt timvis ström under 2023 för matande fack i Alfta

Figur 11 visar strömbelastningen i slingan från Malvik fördelningsstation, vilken matar industrin och hushåll i tätorten. Den minskade belastningen i juli kan bero på att tillverkningsindustrier ofta pausas under sommaren och ökar till hösten igen.

Den begränsande komponenten som användes för att uppskatta flexibilitetsbehovet är kabeln utgående från fördelningsstationen med högsta driftström på 295 A.

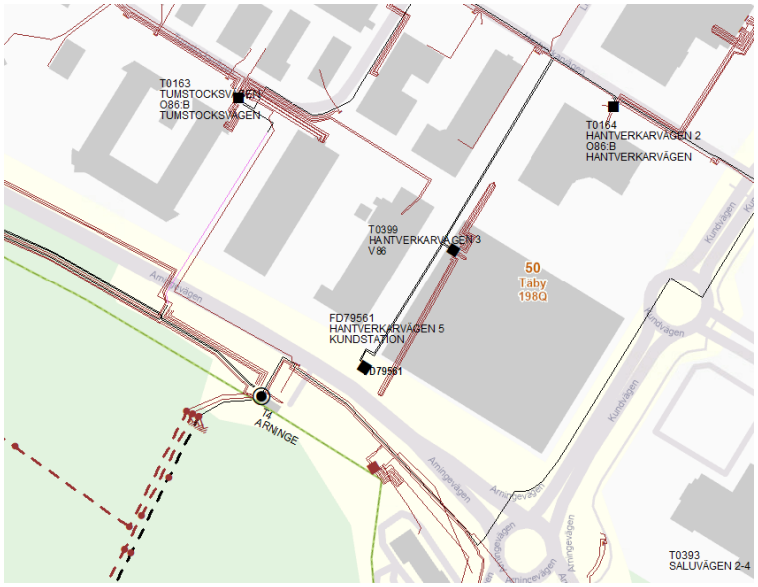
3.2.3 Täby

I Täby, koncession 50, finns bland annat fördelningsstationerna T4 och ÄT292 som är ihopkopplade. Detta visas i figur 12. Till fördelningsstationen ÄT292, internt kallad Arninge Nord, finns inkommande abonnemang från Vattenfall på 18 MW. Under 2024 inkom flertalet förfrågningar om att ansluta laddningspunkter och andra stora laster upp till 5 MW. Den tidigare maximala belastningen uppgick nästan till 15 MW, vilket innebär att anslutningen av de förfrågade lasterna inte var möjligt då det skulle innebära en överskridning av abonnemanget på 18 MW. De nya lasterna kunde anslutas med villkorade avtal, vilket innebär en nedstyrning av kunder vid de tillfällen då abonnemanget annars överskrids. Däremot har tekniken för villkorade avtal inte varit fullständigt utvecklad. För villkorade avtal gäller att kunderna vid signal ska sänka sin förbrukning.



Figur 12: Fördelningsstationerna ÄT292 och T4.

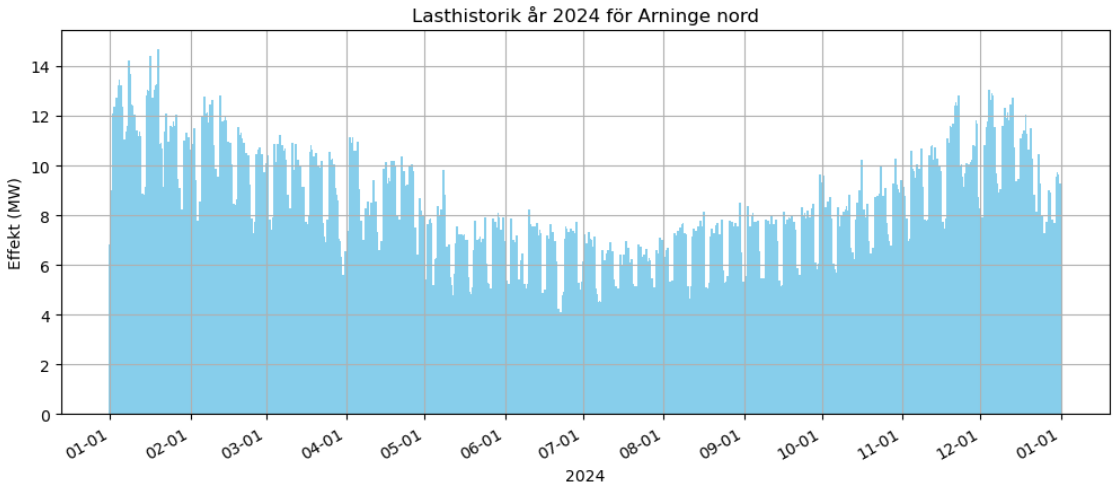
De tillkommande lasterna inkluderade anslutningar av storleksordningar 1,25 MW laddinfra, 0,62 MW laddinfra, 1,56 MW belastning hos en kund och ytterligare 1,56 MW hos en annan. Sammanställt medförde detta en belastning på ungefär 5 MW. Platsen där några av dessa anslutningar skulle ske redovisas i figur 13.



Figur 13: Område för laddinfrastruktur.

För att möjliggöra anslutningen av den tillkommande lasten genomfördes bland annat etableringen av en ny kundstation, demonstrerat i figur 13.

Den tillkommande lasten som inkom under 2024 på ungefär 5 MW inkluderande en sammanlagring på 78%. Denna last är exkluderande en borgerlig tillväxt i kommunen eller generell ökning av elfordonsladdning. Tillsammans med övriga stora projekt i området förväntas lasten att uppgå till nästan 7 MW i effekt. Förutom tidigare nämnda laster ser man även en borgerlig tillväxt och ytterligare fordonsladdning. Abonnemangsnivån på 18 MW riskerar därmed att överstigas, vilket är anledningen till att anslutningarna fick ske med villkorade avtal.



Figur 14: Lasthistorik för matande fack i Arninge Nord år 2024.

I figur 14 redovisas lasthistoriken för Arninge nord. Under vintermånaderna är belastningen ibland närmare 15 MW. Den begränsande faktorn som användes för att uppskatta flexibilitetsbehovet är abonnemangsgrän-

sen på 18 MW.

3.3 Kvantitativ metod

Efter att typfallen identifierats och studerats inleddes den kvantitativa analysen. Den kvantitativa metoden består av att samla in och utvärdera data kopplad till de begränsande faktorerna i respektive typfall, såsom överbelastade nätkomponenter eller abonnemangsgränser mot det överliggande elnätet. Därefter simuleras effekterna av de nya anslutningarna och den resulterande nätproblematiken för att möjliggöra en kravprofil för det förväntade flexibilitetsbehovet. En ekonomisk uppskattning görs sedan för lösningen med flexibilitet för att kunna jämföra med en traditionell lösning. I fallen Alfta och Grums innebär detta en nätförstärkning, medan den konventionella lösningen i Täby består av att betala överuttagsavgifter vid överskridande av abonnemangsgränser eller höjning av abonnemanget. Dessa alternativ jämförs med hjälp av en NPV för att bedöma deras lönsamhet över en längre period. De praktiska genomförbarheten och eventuella utmaningarna tas slutligen fram och analyseras för de olika lösningarna.

3.3.1 Simulering i Netbas

För att översiktligt analysera storleken på överbelastningen och för att lokalisera var i nätet problematiken uppstår har simuleringar genomförts i Netbas. I dessa simuleringar har tillkommande laster modellerats, och de komponenter som utsatts för överbelastning har identifierats och studerats. Syftet har varit att tydliggöra kapacitetsproblematiken samt att uppskatta placeringen av batterienergilager.

3.3.2 Uppskattning av flexibilitetsbehov

För att analysera lastprofiler och dimensionera flexibilitetsbehovet har Python använts i detta arbete. Det årliga timvisa flexibilitetsbehovet för typfallen har beräknats för att få fram en kravprofil för battrienergilagret. Kravprofilen används sedan för att uppskatta ett årligt flexibilitetspris som ska upphandlas med en tredje part. För att ta fram kravprofilen har den historiska lastprofilen för den högst belastade kabeln analyserats för vardera typfall. De planerade anslutningarna har sedan simulerats och adderats till den befintliga belastningen. Den tillgängliga historiska lastdatan har bestått av ström och aktiv effekt. Möjliga spänningsvariationer eller variationer i reaktiv effekt har därmed inte beaktats. Arbetets huvudsakliga fokus är att undersöka kapacitetsbrist och därför är den momentana strömmen som överförs under topplasttimmar den huvudsakliga faktorn vid bedömning av flexibilitetsbehovet. För de olika typfallen har den totala nya lastprofilen tagits fram genom att addera motsvarande ström för de olika lasterna till de befintliga lastprofilerna.

För fallet i Grums, där en laddinfrastruktur på 5 MW planeras, användes en närliggande anslutningspunkt för en befintlig laddinfrastruktur på 1,6 MW för att uppskatta den nya lastkurvan. Anslutningspunktens uppmätta timvisa strömvärden för 2024 skalades upp till motsvarande 5 MW enligt formel 1 och adderades till den överbelastade kabeln.

$$faktor\ last = \frac{P_{ny\ anslutning\ 5\ MW}}{P_{befintlig\ anslutning\ 1,6\ MW}} \tag{1}$$

Laddinfrastrukturens procentuella ökning av topplasteffekt under 2022 till 2024 beräknades enligt formel 2. Ökningen användes för att vidare uppskatta hur den tillkommande lastkurvan ser ut och antas öka med tiden.

$$faktor\ tid = \frac{P_{max,2024} - P_{max,2022}}{P_{max,\ 2022}} \tag{2}$$

Slutligen uppskattades den totala elanvändningen för Grums enligt formel 3.

$$I_{total}(t) = I_{historisk\ last}\ (t) + I_{befintlig\ anslutning\ 1,6\ MW}(t) * faktor\ tid * faktor\ last \tag{3}$$

I Alfta förser den överbelastade kabeln en industri med ett förväntat ökat eluttag men även ett mindre bostadsområde. Eftersom att eltillförseln till störst del går till industrin förväntas den kommande lastkurvan följa mönstret för den historiska lasten. Därmed omvandlades industrins planerade anslutningseffekt till ström baserat på nätets spänningsnivå och adderades sedan till den historiska lastkurvan enligt formel 4. Den historiska lastdatan som användes för Alfta var för år 2023.

$$I_{total}(t) = I_{historisk\ last}(t) + \frac{P_{ökad\ last}}{\sqrt{3} * U * cos\phi} \tag{4}$$

I Täby består den kommande lasten på 7 MW av en rad olika anslutningar med olika lastkurvor. Eftersom de kommande lastkurvorna är av liknande typ som befintliga anslutningar antas även här att den matande slingans lastkurva kommer följa samma kurva som innan. Den begränsande faktorn i detta typfall är en effektabonnemangsgräns och flexibilitetsbehovet har därmed tagits fram i timvis uppmätta värden för effekt. De kommande anslutningarna på 7 MW har alltså adderats till den historiska lasten direkt enligt formel 5

$$P_{total}(t) = P_{historisk\ last}(t) + P_{ökad\ last} \tag{5}$$

Flexibilitetsbehovet för Grums och Alfta uppskattades därefter som mängden timvis ström som överskrider överbelastningsgränsen för den mest belastade kabeln, detta för att undvika överhettning i de befintliga kablarna. I dessa fall uppstår problematiken vid den matande kabeln ut från fördelningsstationen. Alltså när det timvisa totala strömmen som flödar i kabeln överskrider märkströmmen, enligt ekvation 6. I Täby är den begränsande faktorn abbonemangsgränsen mot överliggande nät som matas in i fördelningsstationen. De tillfällen då den totala lastkurvan överskrider den begränsande faktorn för typfallet sparas detta som flexibilitetsbehov. På så sätt kan ett batterienergilager förse anslutningarna med effekt vid de få tillfällen om året den matande slingan är överbelastad, eller för typfallet i Täby, när abonnemangsgränsen är nådd. Effekttopparna blir så sätt utjämnade.

$$I_{flexbehov}(t) = I_{total}(t) - I_{märkström}(t) \tag{6}$$

3.3.3 Kravprofil för batterienergilagret som flexibel resurs

De konsekutiva timmarna med flexibilitetsbehov sparas i form av sekvenser där energiinnehållet och antal timmar summeras. Den momentana maxeffekten för vardera sekvens tas även fram samt den total mängden energi batterienergilagret behöver förse slingan med årligen. Antal tillfällen samt distinkta dagar batteriet används tas även fram. Detta för att få en uppskattning av om behovet är i fler sekvenser per dag. Mängden cykler som behövs kontraktera för per år uppskattas även enligt formel 7. För att uppskatta energiinehållet för en årlig medelsekvens divideras den totala mängden energi årligen med antal tillfällen för urladdning. Vidare sparas även sekvenserna för uppladdning, det vill säga tiden mellan urladdningarna och dessa benämns som sekvenser för uppladdning. Den kortaste tiden för uppladdning tas även fram för vardera typfall. Dessa värden utgör kravprofilen för vardera typfalls flexibilitetsbehov. Sekvenserna för upp- och urladdning analyserades vidare för att undersöka fördelningen av energiinnehåll och varaktighet för flexibilitetsbehovet. Tidsstämplar för start och slut analyseras även för att undersöka dygnsbaserade och säsongsbaserade mönster i kravprofilen.

$$Cykler\ årligen = \frac{Årligt\ energibehov\ (kWh)}{Kapacitet\ (kWh)} \tag{7}$$

Viktigt att notera är att fokus i detta arbete är att ta fram flexibilitetsbehovet som Ellevio i detta fall behöver kontraktera för årligen. Alltså beaktas det slutgiltiga behovet som batteriet behöver förse slingan

med och därmed inte diverse förluster som batteridimensioneringen behöver beakta. Kravprofilen i fråga är alltså vad batterienergilagret måste vara kapabel att förse slingan med i slutändan. Högst troligtvis kommer batteritillverkarna överdimensionera dessa kravprofiler vidare för att kunna medverka på stödtjänstmarknader.

Storleken på batteriet dimensioneras för att klara den mest energikrävande överbelastningssekvensen. I vissa typfall kan det leda till att en eller ett fåtal dagars flexibilitetsbehov bidrar till en platskrävande och dyr flexibilitetslösning. I dessa fall görs antagandet att ett batterienergilager skulle bidra med hela flexibilitetsbehovet. Skulle behovet kunna mötas med ett batterienergilager i kombination med nedstyrning av de mest krävande timmarna hade dimensionerna för batterienergilagret kunnat reduceras. Nedstyrning i form av villkorade avtal är vanligt vid anslutning av laddinfrastruktur och även vid större anslutningar som leder till kapacitetsbrist. Nedstyrning undersöktes därför i det här arbetet för att få olika dimensioner på kravprofiler för batterienerglagret man kontrakterar för. Det olika kravprofilerna resulterar då i olika uppskattade flexibilitetskostnader. Detta kan sedan användas för att analysera vikten av nedstyrning som en lösning i kombination med flexibilitet i form av batterienergilager.

3.3.4 Anslutningstid flexibilitet

Att ansluta en flexibilitetstjänst till en flexibilitetsmarknad kan ta olika lång tid. Göteborg energi (u.å.) skriver att startsträckan på den lokala flexibilitetsmarknaden Effekthandel Väst är 1-4 veckor och för Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader 2-5 månader. För NPV-beräkningarna används en ledtid på 6 månader vilket förutsätter att det finns interna processer som påskyndar anslutningen av flexibla resurser då nätnyttan ökar och därmed rimligtvis kan prioriteras.

3.3.5 Praktisk genomförbarhet

En analys av storleken för batteriet genomförs för att kunna bedöma om platstillgången är tillräcklig, samt var placering hade behövt vara. Markåtgången beräknas baserat på Alfens batterier som Ellevio använt i tidigare projekt enligt specifikationer från Alfen (2021). Platsåtgången från de olika komponenterna summeras för att uppskatta den totala ytan. Även specifikationer för att möta riktlinjer för säkerhet inkluderas. Den rekommenderade placeringen baseras på ändamålet att avlasta kablarna som riskerar överbelastning samtidigt som möjligheten att delta på lokala flexibilitetsmarknader upprätthålls. Generellt bör batterier placeras så nära slutanvändning som möjligt vilket också tas i övervägande. Eftersom buller kan genereras vid användning av batterier kan det vara lämpligt med placering utanför tätbebyggelse.

3.3.6 Ekonomisk uppskattning av flexibilitet

För att möjliggöra en ekonomisk jämförelse mellan nätförstärkning och flexibilitet i form av ett batterienergilager krävs en uppskattning av den årliga kostnaden för flexibilitetstjänsten. Denna kostnad jämförs sedan med investeringskostnaden för nätutbyggnad genom en nettonuvärdesanalys (NPV), beräknad över en tidsperiod på 50 år.

Det årliga flexibilitetskostnaden uppskattades med hjälp av ekvation 8. Eftersom det i dagsläget saknas etablerade flexibilitetsmarknader som kan ligga till grund för en marknadsbaserad prissättning, har en förenklad uppskattning av flexibilitetstjänstens prisnivå använts. Parametrarna i ekvationen har sedan varierats för att få ett spann av tänkbara kostnader.

$$\textit{Årligt flexpris} = P * N * C_{flex} \tag{8}$$

där:

- P = Maximalt effektbehov (MW)
- N = Antal dygn som flexibilitet behövs kontrakteras för årligen
- C_{flex} = Kostnad för flexibilitet per dygn och MW (kr/MW och dygn)

Den uppskattade årliga kostnaden beror initialt på den installerade effekten batteriet måste erhålla, P, enligt framtagen kravprofil. Effekten multipliceras med antal dygn då flexibilitet behöver kontrakteras för, N. Slutligen beräknas årskostnaden baserat på ett uppskattat kommande marknadspris för flexibiliteten, C_{flex}. Denna kostnad har uppskattats per installerad effekt (MW) och dygn, beroende på vilket batteriteknik som förser området med flexibiliteten. C_{flex} har framtagits internt på Ellevio och baseras på tidigare flexibilitetsmarknader och pilotprojekt. Det är även baserad på vad tjänsten måste kosta för att konkurrera med andra marknader såsom stödtjänstmarknaden, sett från batteriföretagets perspektiv. Den årliga kostnaden för flexibilitetstjänsten beror alltså på den mest krävande momentana effekten batteriet behöver leverera och antal dygn tjänsten behöver kontrakteras för. Med andra ord är den ekonomiska kalkylen baserad på en effektreserv som antas finnas tillgänglig vid varje tillfälle man kontrakterar för. På så sätt är denna kostnadsuppskattning ett värsta tänkbara scenario som definieras av extremfall.

Metoden för kostnadsuppskattningen har valts eftersom att priset för dessa flexibilitetstjänster är svåra att prediktera då marknaderna ännu inte är etablerade. Det bedöms därför ge störst värde för arbetet att undersöka vad det som högst kan komma att kosta i det olika scenarierna, genom att vid varje tillfälle kontraktera för den årliga maxeffekten. Metoden har även valts i syfte att säkerställa att nätbolaget alltid har tillgång till en effektreserv motsvarande den maximala effektbelastningen, för att garantera leveranssäkerheten.

Det årliga flexpriset har beräknats för olika batterityper med varierande uthållighet och därmed olika kostnader. Batterityperna som undersökts samt de motsvarande flexibilitetskostnaderna, C_{flex}, per dygn och MW visas i tabell 3.

Tabell 3: Uthållighet samt kostnad för olika batterityper.

Batterityp	Uthållighet	C_{flex} (kr/MW och dygn)
1c	1h	2500-3500
0,5c	2h	4000-5000
0,25c	4h	6500-7500

Eftersom ett 0,25C-batteri har längst uthållighet är sådana batterier dyrast, dock behövs en högre installerad effekt vid dimensionering av 1C-batterier vilket höjer det årliga flexibilitetskostnaden enligt formel 8. Dimensioneringen av batteriets kapacitet baseras på den mest energikrävande sekvensen under året. En kortare uthållighet på batteriet medför därför ett högre behov av installerad effekt, P, enligt formel 9.

$$Effekt\,(MW) = \frac{Kapacitet\,(MWh)}{Uthållighet\,(h)} \tag{9}$$

Vidare har olika typer av kontrakteringsstrategier analyserats, eftersom det ännu är oklart hur framtida marknadsmodeller kommer att utformas. Det är i nuläget osäkert huruvida dessa modeller kommer att vara mer eller mindre fördelaktiga för Ellevio, beroende på omfattningen av kontrakteringsbehovet. Att studera både ett optimistiskt och ett pessimistiskt scenario ur Ellevios perspektiv har därför fungerat som en form

av känslighetsanalys för att visa på ett spann av olika utfall av prisbilden. Batteriföretaget som levererar tjänsten kommer troligtvis även att vara verksamma på andra marknader, såsom stödtjänstmarknaden. För att göra det lönsamt för dem att erbjuda flexibilitet till nätbolaget måste det vara konkurrenskraftig jämfört med dessa andra marknader. Därför har ett antagande gjorts att betalningen krävs för hela dygn, även om batteriet endast används under några timmar. Antagandet baseras på att det kan vara svårt att exakt förutse vilka timmar flexibilitet behövs och till följd av att batteriföretaget behöver säkerställa tillgänglighet under hela dygnet. För kostnadsuppskattningen har vi därför tagit fram två scenarier:

- Antal cykler per år: Det totala antalet ekvivalenta fulla cykler batteriet genomgår per år.
- Antal distinkta dagar med behov: Antalet unika dagar då batteriet behövs.

Alltså undersöks utfallen om Ellevio som nätbolag behöver kontraktera för dygn som motsvarar antal fulla cykler eller vid alla dygn där ett flexibilitetsbehov uppstår, det vill säga antal distinkta dagar batteriet använts över året. En full cykel motsvarar urladdningen den mest krävande dygnet, en cykel-kontraktering innefattar alltså totala mängden fulla urladdningar i dygn. En sådan kontraktering hade varit mest ekonomisk lönsam för Ellevio medan en kontraktering av antalet distisnkta dagar batteriet faktiskt använts per år kompenserar batteriföretaget genom att de får ersättning för att förse energin under ett längre tidsspann där de istället hade kunnat ingå på andra marknader. Detta motiveras av osäkerheten som råder kring både när behovet kommer att uppstå och hur omfattande det kommer att vara.

Sammanfattningsvis har de årliga kostnaderna för flexibilitet för typfallen uppskattats för olika batterityper och kontrakteringsformer, i syfte att jämföra dessa med kostnaden för nätförstärkning i en NPV. Det årliga kostnaderna beräknas för tre olika batteritekniker och för två kontrakteringsformer, vilket resulterar i 6 prisuppskattningar. Eftersom det i dagsläget saknas en etablerad marknad för flexibilitet, samt en tydlig modell för hur kontraktering vanligtvis utformas, har flera olika alternativ analyserats. Olika teknikval har inkluderats i studien dels för att upphandlingen förväntas ske teknikneutralt, dels för att batteritekniken utvecklas snabbt. Av den anledningen har ett brett spann av kostnader undersökts i syfte att genomföra en känslighetsanalys.

3.3.7 Nätinvesteringskostnader

För att kunna genomföra en jämförande NPV med investeringskostnader behövs kunskap om vad nätinvesteringar kostar och vilka komponenter som ofta förekommer samt dess priser. Kostnaden för nätförstärkningar varierar mycket beroende på nätets förutsättningar, vad förstärkningen innefattar och om den genomförs i landsbygd, tätort eller city. I många fall är schaktkostnaden en av de större kostnaderna i ett projekt. Andra vanliga kostnader vid nätförstärkning utgörs av nätstationer och transformatorer. I vissa projekt behövs även asfalterade kantstenar vilket också innebär en större kostnad. Dessa vanliga typer av kostnader för nätförstärkningar har sammanställts i tabell 4 och har valts ut genom att undersöka genomförda och pågående projekt. Många andra typer av kostnader förekommer i projekten men har inte sammanfattats då endast ofta återkommande och stora kostnader använts. Enligt EBRs normprislista 2024 kan komponenterna i nätförstärkningen kosta som nedanstående tabell 4.

Tabell 4: Kostnader av nätkomponenter för olika områdestyper.

Områdestyp	Nätstation	Transformator	Kabelkostnad (per km)	Schaktkostnad (per km)	Asfalt kantsten (per km)
Landsbygd	129 397 - 817 206	62 532 - 410 632	147 000 - 356 635	386 900 - 539 551	-
Tätort	129 397 - 817 206	62 532 - 410 632	153 000 - 368 843	847 342	1 214 711
City	129 397 - 817 206	62 532 - 410 632	187 000 - 415 181	1 916 434	1 795 813

För kabelkostnaderna undersöktes de kablar som används vid 12 kV av typerna PEX och N1XV av olika storlekar upp till 3x300 eftersom det antags vara vanliga vid de typer av nätförstärkningar som är relevanta

för detta arbete. Av samma anledning avser kostnaderna för nätstationerna och transformatorerna de på spänningsnivå 12/0,4 kV. Andra tilläggskostnader kan också uppstå i samband med komponentkostnader. Exempelvis tillkommer ett citytillägg för nätstationer över 800 kVA, på 155 145 kr för friliggande nätstation, 1 235 288 kr för inbyggd nätstation och 4 403 172 kr för nedbygd nätstation. Intervallen för nätstation, transformator och kabel avser lägsta till högsta kostnaden för dessa komponenter som finns angivna i EBRs normprislista. Vad gäller schaktkostnaden för landsbygd kan en extra kostnad upp till 152 651 tillkomma om terrängen är svår, vilket är anledningen till att kostnaden är angiven i ett intervall. De specifika investeringskostnaderna för de tre typfallen presenteras i resultatavsnittet.

För kundinitierade nätförstärkningar finansierar kunden en viss andel av kostnaden. Denna andel beror på hur stor del av den totala kapaciteten i nätet kunden tar del av. Exempelvis kan motsvarande andel kundutnyttjad effekt beräknas utifrån ekvation 10 och divideras med den totala tillgängliga effekten i komponenterna som implemteras i förstärkningen.

$$\mathrm{P} = U \cdot I \cdot \sqrt{3} \tag{10}$$

3.3.8 Abonnemangsintäkter från nyanslutna kunder

Enligt Ellevio (2025) är elnätspriserna för Effektabonnemang i Ellevios lokalnät som presenterade i tabell 5:

Tabell 5: Elnätsavgifter för olika abonnemangstyper (exklusive moms).

Abonnemang	**Lågspänning 0,4 kV**	**Lågspänning 0,4 kV**	**Högspänning 6–24 kV**	**Högspänning 6–24 kV**	**Exklusive moms**
Effekt	L04L	L04S	L10L	L10S	
Fast elnätsavgift	540	2 600	2 000	20 000	kr/mån
Månadseffektavgift	93	81	–	–	kr/kW, mån
Årseffektavgift	–	–	370	320	kr/kW, år
Höglasteffektavgift*	–	85	101	82	kr/kW, mån
Rörlig elnätsavgift:					
Höglasttid*	56,0	9,0	5,0	5,0	öre/kWh
Övrig tid	9,6	9,0	5,0	5,0	öre/kWh

Ovanstående elnätsavgifter består av tre delar: effektavgiften bestående av kapacitetsandelen anläggningen använder, fasta avgifter baserade på anläggningens andel av Ellevios fasta kostnader samt en rörlig avgift för den mängden kWh som används av anläggningen (Ellevio, 2025). Abonnemangsintäkterna används i den ekonomiska analysen för att kunna beräkna de intäkter som hade uteblivit om en anslutning inte hade kunnat ske till följd av kapacitetsbrist.

3.3.9 Abonnemanskostnader mot överliggande nät

Det abonnemang Ellevio har mot Vattenfall i Täby kostar 214 000 SEK/MW i en så kallad T1-tariff. Att överskrida det abonnemanget medför en övertrasseringsavgift. Sättet man beräknar övertrasseringsabonnemanget skiljer sig från exempelvis Svenska kraftnäts, och beräknas enligt formel 12:

- $P1$ = Den högsta uppmätta effekten under den månad med högst effekt.
- $P2$ = Den högsta uppmätta effekten under den månad med näst högst effekt.

Beräknad kostnad:

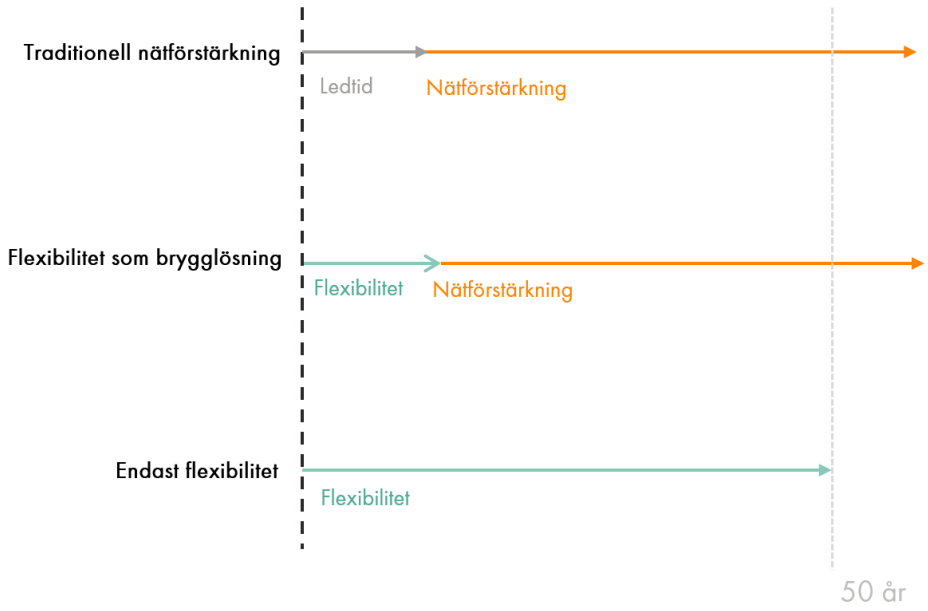
$$\text{Övertrasseringsavgift} = \frac{P_1 + P_2}{2} \cdot 428\,000 \text{ SEK} \tag{11}$$

Sett till enbart effekt-och övertrasseringsavgiften blir kostnaden för Vattenfallsabonnemanget som följande om P3 motsvarar effekten som abonneras:

$$\text{Total kostnad} = \frac{P_1 + P_2}{2} \cdot 428\,000 + P_3 \cdot 214\,000 \text{ SEK} \tag{12}$$

3.3.10 Ekonomisk jämförelse i form av en NPV-analys

Med syfte att kunna jämföra lönsamheten av en lösning som består av en investeringskostnad med en lösning som består av rörliga kostnader utförs en nettonuvärdesanalys, NPV, i Excel. Den ekonomiska lönsamheten för de tre olika typerna av lösningar i figur 15 kan då jämföras sett över en period på 50 år. Till en början undersöks traditionell nätförstärkning där ledtiden för utbyggnaden tas i beräkning. Sedan undersöks flexibilitet som en brygglösning. Då antas flexibiliteten kontrakteras under tiden det tar att få nätförstärkningen på plats. Intäkterna som Ellevio går miste om under ledtiden kan därmed realiseras med hjälp av flexibilitet. Med flexibilitet som brygglösning innan en nätförstärkning kan förstärkningen skjutas upp eller genomföras vid ett senare tillfälle men ändå tillgodose anslutningar som annars hade fått anslutas senare. Den sista metoden som undersöks är att kontraktera för flexibilitet under hela perioden. Den nuvarade intäktsregeringen för nätbolag, RP4, används i denna modell. Se avsnitt 2.5 Intäktsreglering av nätbolag i nuvarande reglerperiod, för en mer djupgående beskrivning.



Figur 15: Illustration av de olika lösningar som har utvärderats genom NPV-analys.

NPV beräknas enligt formel 13 och är det totala nuvärdet av de årliga kassaflödena subtraherat med den initiala investeringen C_0. Kassaflödet vid år t beskrivs av C_t och r motsvarar kalkylräntan.

$$\text{NPV} = \sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \tag{13}$$

I dagens intäktsreglering används en normprislista för att värdera investeringar och en real WACC för att beräkna avkastningen. Normprislista är ett verktyg som används av nätbolag för att uppskatta vad olika

komponenter för en nätförstärkningar kommer att kosta och WACC är den räntan som används i beräkningarna. En nominell WACC, som inkluderar inflation och tillväxt, har använts som kalkylränta i det här arbetet för att simplifiera modellens uträkningar. Enligt energimarknadsinspektionen är den 5,27% för reglerperiod 4, vilket har använts genomgående i denna analys.

För lösningen med endast flexibilitet beräknades NPV av kassaflödet från att flexibilitetsresursen kommer på plats fram till år 50. Det årliga kassaflödet utgörs av intäkterna från de nyanslutna kundernas abonnemangskostnader subtraherat med den årliga flexibilitetskostnaden. Det görs ingen avkastning på kostnaden eftersom att det är en rörlig kostnad. Ekvation 13 används alltså för att beräkna NPV över 50 år med WACC som kalkylränta och med det uträknade årliga kassaflödet för flexibilitet.

För traditionell nätutbyggnad ser beräkningen annorlunda ut på grund av hur det nuvarande intäktsregleringssystemet är utformat. Ellevios totala investeringskostnad skrivs av över nätförstärkningens ekonomiska livslängd. Eftersom en del av investeringen finansieras av kunden genom en anslutningsavgift, bär inte nätbolaget hela kostnaden. Denna kundfinansierade del kallas för anslutningsintäkt och periodiseras över anläggningens livslängd. I takt med att kunden betalar av sin andel av anslutningskostnaden, minskar det belopp som Ellevio får räkna som tillåten intäkt under samma period. Alltså dras den periodiserade kundfinansierade andelen av från kassaflödet.

Kassaflödet består här av tillåtna intäkter i relation till avskrivningar av nätinvesteringen. Den årliga tillåtna intäkten från kapitalkostnader består av två komponenter, RV och RAV. RV utgörs av avskrivningar och RAV utgörs av den tillåtna avkastningen. Avskrivningarna görs jämnt fördelade över 40 år, vilket motsvarar den regulatoriska livslängden för investeringen. Under den regulatoriska svansen, som antas vara 10 år, minskar avskrivningarna successivt med tiden. Den regulatoriska svansen avser den period som följer efter investeringens ekonomiska livslängd, under vilken avskrivningar fortfarande tillämpas, men i avtagande takt. Syftet är att investeringen inte helt ska tappa sitt bokförda värde efter den ekonomiska livslängden. Avskrivningen är då proportionerlig med totalt antal passerade år dividerat med den regulatoriska livslängden. Avkastningen, som utgör RAV, beräknas med WACC på den andel av investeringen som ännu ej har skrivits av. Alltså görs avkastning successivt på CAPEX-baserade kassaflöden, men inte på rörliga kostnader. Det totala årliga kassaflödet för nätinvesteringen utgörs därmed av summan av RV, RAV samt abonnemangsintäkterna från de nyanslutna kunderna.

För flexibilitet som en temporär brygglösning genomförs en liknande NPV-beräkning som för en traditionell nätinvestering. Den stora skillnaden är att flexibilitetslösningen möjliggör en tidigare anslutning av nya kunder, vilket innebär att intäktsströmmar från dessa kunder kan börja genereras redan under ledtiden innan nätförstärkningen är på plats. Dessa tidigarelagda kassaflöden inkluderas i NPV-beräkningen för att ge en mer rättvis bild av lönsamheten för brygglösningen.

NPV beräknas för varje typfall för att utvärdera lönsamheten hos de olika lösningarna. För att identifiera vilka faktorer som påverkar lönsamheten mest, varieras ett antal parametrar i analysen. Inledningsvis undersöks hur antalet dagar per år som flexibilitet behöver kontrakteras påverkar resultatet, alltså hur frekvent behovet uppstår. Därefter analyseras hur olika ledtider för nätförstärkning påverkar utfallet. Beräkningarna genomförs både med och utan nedstyrning, i kombination med batterienergilager som flexibel resurs. Eftersom nedstyrning minskar kapacitetskraven på batterilagret, visar detta hur förändrade kravprofiler påverkar lösningens totala lönsamhet.

4 Resultat

I detta avsnitt presenteras resultaten för respektive typfall tillsammans med en löpande tolkning av resultaten. De framtagna resultaten används sedan för en ekonomisk jämförelse av flexibilitet med nätförstärkning eller höjd abonnemangskostnad.

4.1 Grums

4.1.1 Nätförstärkning

Förstärkningen som genomfördes i Grums avsåg förläggning av ny kabel som möjliggjorde ett byte av matningsväg från Orby fördelningsstation till Vålberg. Detta eftersom transformatorn och kablar i tidigare matande slinga redan var hårt belastade innan den tillkommande lasten. Den stora delen av kostnaderna för denna förstärkning utgörs av schakt-och kabelkostnader. Investeringskostnaden kan uppskattas till ungefär 7 430 000 kr. En andel av denna kostnad står kunderna för då det delvis är ett kundinitierat projekt där en anslutningar önskas. I förstärkningen av nätet i Grums förlades två nya kablar. I ett nät med spänning 10,5 kV kan den motsvarande effekten beräknas enligt formel 10. För anslutning av 5 MW laddinfrastruktur kan andelen som är kundinitierad uppskattas till 30,5%.

Tabell 6: Komponentöversikt Grums

Name	**Qty**	**Unit**
Kabel	3.3	km
Kabel	5.1	km
Schakt tätort	1.8	km
Schakt landsbygd normal terräng	3	km
Schakt landsbygd svår terräng	1.7	km
Asfalt, kantsten tätort	0.3	km

Sammanfattat i ovanstående tabell är de stora kostnadskomponenterna, och i projektet tillkommer flera andra kostnader. Den största kostnadskomponenten tillkommer av schaktkostnader, se avsnitt 3.3.7.

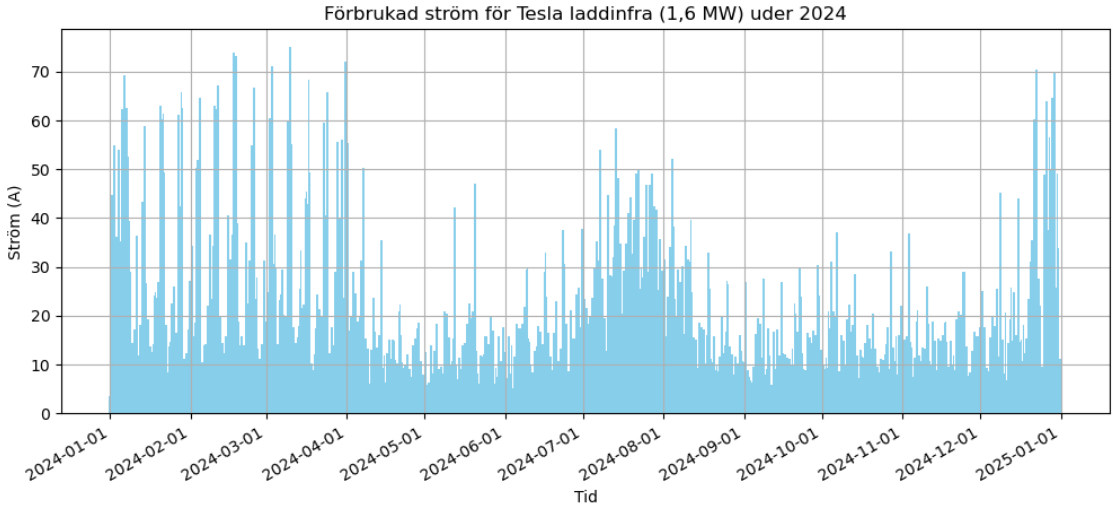
4.1.2 Abonnemangsintäkter

I Grums är befintlig laddinfrastruktur ansluten med effektabonnemanget L10L, vilket antags vara samma för tillkommande laddningspunkter. Endast sett till den fasta elnätsavgiften och månadseffektavgiften motsvarar en tillkommande last på 5 MW en intäkt på 1 874 000 kr per år. Den årliga elnätsavgiften baseras på energimängden som används och uppgår för tillkommande laddinfrastruktur på 5 MW till ungefär 4 375 MWh med en kostnad på 5 öre/kWh. Den årliga fasta elnätsavgiften uppgår till 24 000 kr. Årseffektavgiften på 370 kr/kW uppskattas till 1 850 000 kr och den rörliga elnätsavgiften på 5 öre/kWh till 218 773 kr.

Den totala intäkten från ett tillkommande abonnemang på 5 MW laddinfrastruktur motsvarar därför totalt 2 092 773 kr exkluderat höglasteffektavgiften.

4.1.3 Dimensionering av flexibilitet

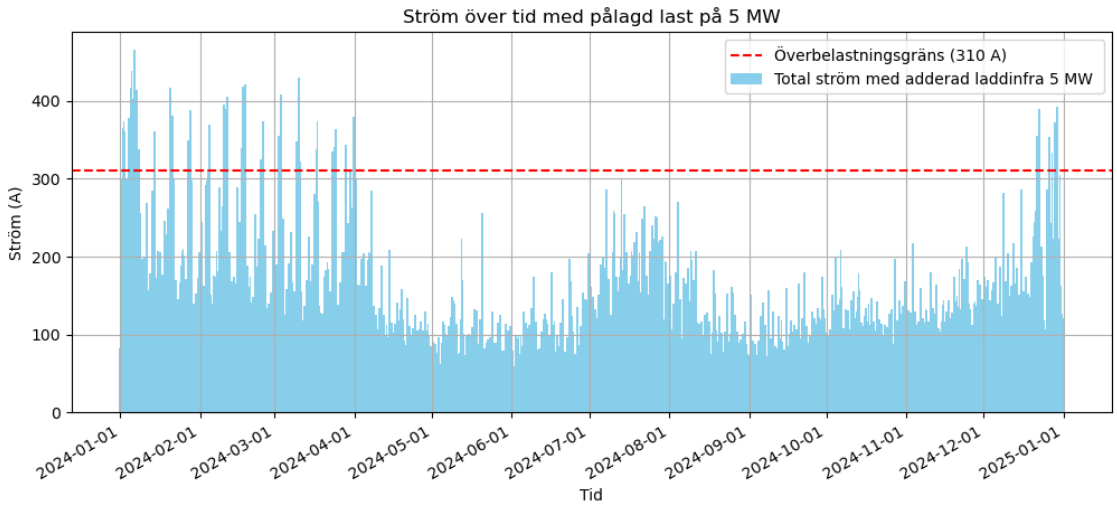
Problematiken i Grums gällande bristande överföringskapacitet uppstod till följd av att en stor mängd ny laddinfrastruktur skulle anslutas till mellanspänningsnätet. Det handlar om minst 5 MW nyladdinfrastruktur, men mer förfrågningar har även kommit in. Det finns även redan befintligt laddinfrastruktur på plats i Grums. För att uppskatta det timvisa lasthistorisken för den nyanslutna planerade laddinfrastrukturen har lasthistoriken för den befintliga laddinfrastrukturen använts. Figur 16 visar den befintliga laddinfrastrukturens timvisa konsumerade ström över år 2024. Dessa mätvärden har sedan skalats upp till 5 MW och använts för att simulera de kommande anslutningarna i Grums.



Figur 16: Uppmätt timvis ström under 2024 för en anslutningspunkt av typen laddinfrastruktur med installerad effekt 1,6 MW.

Laddinfrastrukturens konsumtion av ström analyserades procentuellt mellan åren 2022 och 2024. Under denna tidsperiod ökade den årliga maxeffekten i genomsnitt med 22%, vilket sannolikt kan förklaras av en ökad användning av elbilar. Den årliga maxeffekten för den nya laddinfrastrukturen antas därmed öka enligt detta. En procentuell ökning på 12% har adderats till lasthistorieken. En lägre ökning än det historiska genomsnittet valdes eftersom en ökning med 22% skulle ha resulterat i en maxeffekt som överstiger den installerade kapaciteten.

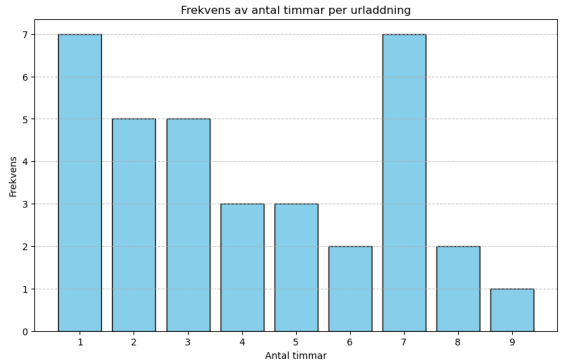
Figur 17 visar den simulerade nya lasten bestående av 5 MW laddinfrastruktur adderat med den timvis uppmätta strömmen år 2024 för det matande facket, det vill säga den totala framtida strömmen per timme år 2024. Figuren visar även överbelastningsgränsen på 310 A för slingan ur fördelningsstationen som matar området med den nya lasten. Eftersom att den blåa simulerade strömmen vid flera tillfällen överskrider överbelastningsgränsen uppstår problematik i överföringskapacitet. En traditionell nätförstärkning hade behövt ta höjd för de mest belastade timmarna medan en flexibilitetslösning eventuellt skulle kunna hantera de timmar då överbelastning uppstår. Flexibilitetsbehovet visas vara tydligt säsongsberoende då överbelastningen förekommer under december till slutet på mars.



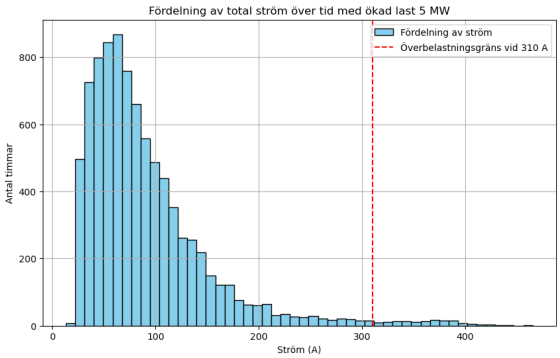
Figur 17: Överbelastning i matande fack med adderad simulerad last i form av laddinfra med installerad effekt 5 MW.

De timmar då överbelastning i kabeln uppstår motsvarar alltså det årliga behovet av flexibilitet, med antagandet av att en nätförstärkning ej genomförs. Detta flexibilitetsbehov har analyserats vidare i syfte att ta fram en kravprofil för både kontraktering av flexibilitet och dimensionering av batterienergilagrets kapacitet. Figur 18 visar fördelningen av urladdningssekvensernas längd, det vill säga antalet konsekutiva timmar under vilka batteriet behöver försörja slingan med effekt. På x-axeln representeras längden på urladdningssekvenserna i timmar, medan y-axeln visar hur ofta dessa sekvenser inträffar under året. I det här fallet är det vanligast med att 1 samt 7 konsekutiva timmar behövs. Som högst är flexibilitetsbehovet 9 timmar i rad. Sammanlagt uppgår det årliga flexibilitetsbehovet till 145 timmar.

Figur 19 Visar fördelningen av uppmätt strömm år 2024. På x-axeln visas alltså uppmätt ström i A och y-axeln visar hur frekvent den strömmen uppstod. Figuren visar tydligt att nyttjanderätt i slingen är låg. Trots det krävs en nätförstärkning till följd av få topplasttimmar. Den röda streckade linjen visar överbelastningsgränsen på 310 A. De timmar där strömmen är över överbelastningsgränsen motsvarar endast 1,65% av årets timmar. Det är alltså få timmar man dimensionerar nätförstärkningen för samt få timmar som flexibilitet faktiskt behövs om året.



Figur 18: Frekvens av antal timmar per urladdning av batteri med en adderad last på 5 MW.



Figur 19: Fördelning av total ström (A) under 2024 med en adderad last på 5 MW.

Tabell 7 visar kravprofilen för batterienergilagret baserat på det totala årliga flexibilitetsbehovet. Den totala mängden energi per år presenteras samt parametrar som beskriver den årliga användningen. De totala antalet ekvivalenta fulla cykler har tagits fram. Vidare presenteras antalet konsekutiva sekvenser, även kallat tillfällen, flexibilitet behöver kontrakteras för och antal distinkta dagar. Eftersom antalet tillfällen i stort sett korresponderar med antalet dagar, indikerar detta att behovet i majoriteten av fallen endast är en sekvens per dag.

Tabell 7: Kravprofil årligen för batteri vid adderad last 5 MW år 2024

Kravprofil årligen	**Värde**
Total mängd energi per år (MWh)	150,11
Antal cykler per år	12,54
Antal tillfällen batteriet används	35
Antal distinkta dagar batteriet används	33

Tabell 8 visar kravprofilen för batterienergilagret baserat på de sekvenser med ett flexibilitetsbehov. Det vill säga dimensionerat för behovet av upp- och urladdningar. Batterienergilagret behöver dimensioneras utifrån den mest krävande sekvensen, vilket medför att en kapacitet på minst 12 MWh krävs. Utöver detta har ett genomsnittligt energiinnehåll för sekvenserna beräknats till 4,3 MWh. Detta indikerar att majoriteten av urladdningsbehoven är avsevärt lägre än maxkapacitetskravet, då den genomsnittliga sekvensen endast uppgår till cirka en tredjedel av den maximala kapaciteten. Batterienergilagret behöver även dimensioneras för att klara den högsta momentana effekten vilket har beräknats vara 3 MW. För att vidare analysera upp och urladdning har den urladdningstiden för den mest krävande sekvensen tagits fram i kravprofilen samt den kortaste tiden för uppladdning mellan urladdning.

Tabell 8: Kravprofil för upp och urladdning för batteri vid adderad last 5 MW år 2024

Kravprofil sekvens	**Värde**
Energi för sekvens med topplast (MWh)	11,97
Energi för medelsekvens (MWh)	4,3
Max momentan effekt (MW)	2,96
Antal timmar för topplastsekvens (h)	8,00
Minsta varaktighet för nattliga uppladdningsperioder (h)	12

Tabell 9 visar årliga uppskattade kostnader för flexibilitet i miljoner kronor. Formel 8 har använts för att uppskatta de årliga priset för flexibilitet beroende av batterityp samt mängd dagar som kontrakteras för. Batterityperna 1C, 0,5C och 0,25C undersöks. På grund av de olika batteritypernas uthållighet krävs varierande installerade effekter för att batterierna ska klara de mest krävande sekvenserna. Olika mängder dagar som behöver kontrakteras för undersöks i form av att endast kontraktera för antal cykler samt antal distinkta dagar med flexibilitetsbehov.

Tabell 9: Ekonomisk uppskattning av årliga flexibilitetskostnader för olika batteristorlekar samt vid olika kontrakteringsscenarier

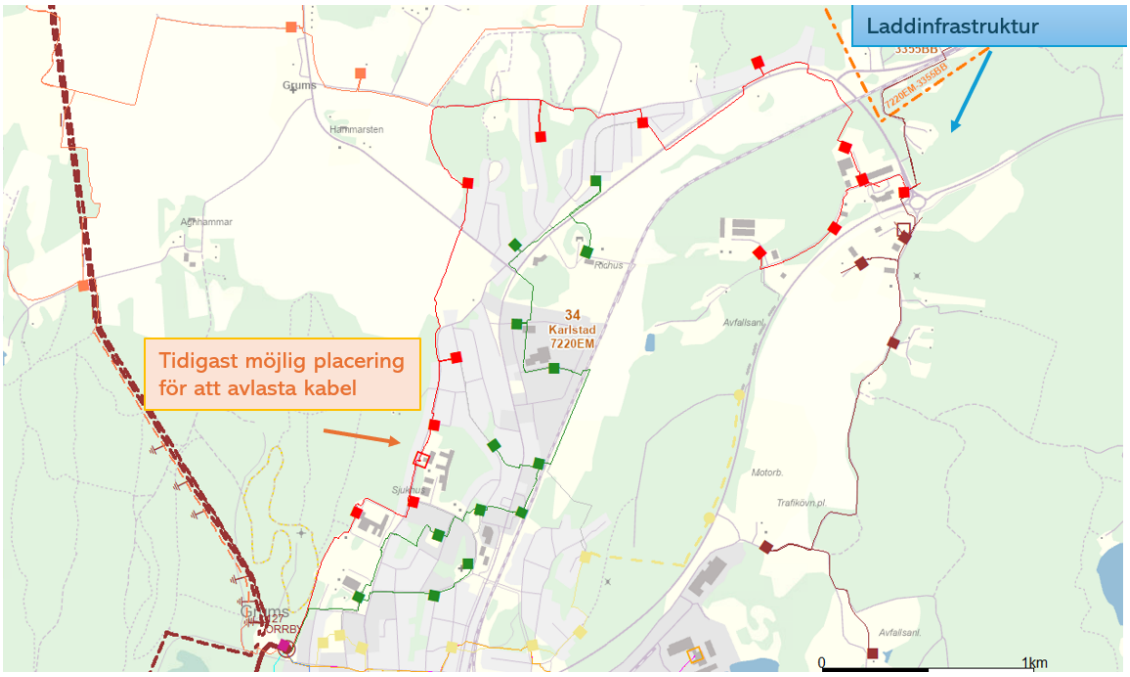
Kontraktering	**1C batteri (MSEK)** 12 MW/12 MWh	**0,5C batteri (MSEK)** 6 MW/12 MWh	**0,25C batteri (MSEK)** 3 MW/12 MWh
13 cykler	0,47	0,35	0,27
33 dagar	1,19	0,89	0,69

4.1.4 Praktiska förutsättningar för flexibilitet i Grums

Placeringen av ett batterienergilager i Grums påverkas av faktorer som bullernivåer och anpassningar för att uppfylla brandskyddskrav. Generellt gäller dessutom att batterier som övriga anslutningar inte ska resultera i för stora spänningsvariationer, det vill säga 3% i anslutningspunkter som delas av flera punkter och 5% i egen anslutningspunkt. Efter samtal med nätplanerare framgår att spänningsvariationer i Grums inte är ett problem och ett antagande görs att placeringen av batteriet inte kommer att utgöra ett spänningsfall utanför detta intervall. För att möta behovet av anslutning av 5 MW laddinfrastruktur behövs en årlig flexibilitetsmängd på ungefär 150 MWh där den största sekvensen har en energimängd på ungefär 12 MWh med minsta kontinuerliga effekt på 3 MW, se tabell 8. Baserat på detta och depth of discharge (DoD) kan storleken på batterier för att hantera detta krav uppskattas. Batterier som levereras av Alfen är av typen $LiFePO_4$ och har generellt långa livslängder på över 20 år. Förutsatt en DoD på 80% skulle det krävas en energilagringskapacitet på ungefär 15 MWh för att möta efterfrågan.

Den totala storleken på ett batteri kan uppskattas med Alfens batterilösningar. Förutsatt att samma batterilösning som Ellevio tidigare använt sig av kan tillämpas även i detta typfall kan en minsta möjliga storlek på batterilagret uppskattas. I tidigare projekt har Alfen TheBattery använts med batteritypen 1C. Varje ställ har en energilagringskapacitet på 372,736 kWh vilket innebär att ungefär 41 ställ krävs. Med 8 moduler per ställ motsvarar det totalt 328 moduler och en total energikapacitet på ungefär 15,3 MWh. Varje batteriställ har dimensionerna 1300x1300x2340 mm och skulle kunna fördelas över på två rader med 21 respektive 20 ställ. Från batteriställen tillkommer 2500 mm framför ställen, 500 mm bakom ställen och 100 mm mellan ställen. Detta skulle resultera i en storlek på 164,08 m^2. Från växelriktaren tillkommer ett avstånd på minst 1500 mm från dess skåp. Storleken på en växelriktare i Alfens TheBattery Elements uppgår till 2120 eller 3690 x 1170 x 3760 mm. Transformatorns storlek är individuell för projektet (Alfen, 2021). För transformatorn användes ett standardmått för en pad-mounted transformator på 3000 kVA, som enligt PadmountedTransformer.cn (2024) är av bredd 2400 mm, djup 2600 mm och höjd 2400 mm. Vidare kan ett säkerhetsavstånd på 1500 mm framför transformatorn antags. Systemkontrollskåpet med storlek 2600 mm x 500 mm x 1600 mm kräver ett säkerhetsavstånd om 1500 mm framför skåpet och 1000 mm mellan baksidan och batteriställen. Med dessa bestämmelser i åtanke ökar den totala storleken på batterienergilagret, och med en utökad marginal kan minsta möjliga markutnyttjande sättas till ungefär 215 m^2.

Placeringen av ett batterienergilager för detta ändamål kan ses som en avvägning av lämplig plats, ekonomi och uppfyllelse av sådant som bullernivåer och brandskyddskrav. Generellt gäller dessutom att batterier som övriga anslutningar inte ska resultera i för stora spänningsvariationer. En placering så nära laddinfrastrukturen som möjligt skulle kunna möjliggöra avlastning på den begränsande kabeln vilken är den utgående kabeln från fördelningsstationen. Då skulle lokal energi snabbt kunna svara på toppbelastning där den uppstår. Laddinfrastrukturen befinner sig relativt långt bort från fördelningsstationen och den matande slingan går först genom Grums tätort. En placering närmare tätorten skulle kunna vara användbart om batterienergilagret ska kunna delta på eventuella lokala flexibilitetsmarknader i tätorten. Den mest belastade kabeln i den aktuella slingan är den utgående från fördelningsstationen, och längst med slingan minskar belastningen i kablarna. I syftet att undvika överbelastning skulle därmed en placering efter de mest belastade kablarna vara fördelaktig för att kunna tillgodose tillräcklig ström till laddinfrastrukturen. Den tidigast möjliga placeringen demonstreras med röd pil i figur 20 och baseras på simuleringar i Netbas där gränsen för överbelastning i kablarna vid tillkommande last inte längre sker.



Figur 20: Tidigast möjlig placering av batterienergilager i matande slinga i Grums.

En placering ännu närmare laddinfrastrukturen kan vara fördelaktigt för att kunna tillgodose snabba svar vid topplasttimmar. För långa avstånd kan innebära ökade förluster och öka risken att inte tillräckligt snabbt kunna svara på behov. Däremot skulle en lokal flexibilitetsmarknad kunna utformas närmare tätorten Grums och för medverkande på den kan det vara av intresse att ha en placering inte allt för långt ifrån. Ett alternativ för placering kan därmed vara mellan tätorten och laddinfrastrukturen, men för syftet att minska belastningen på kablarna vid anslutning av över 5 MW laddinfrastruktur bör batterienergilagret befinna sig närmare den aktuella platsen förutsatt att anslutningen är möjlig. Det bedöms finnas tillräcklig yta för batterienergilager vars platsåtgång uppskattas till 214 kvadratmeter.

4.1.5 Tolkning av dimensioneringsresultat i Grums

Kravprofilen indikerar att det i Grums finns flera tillfällen där flexibilitet skulle behöva kontrakteras, ofta med relativt många timmar per tillfälle. Dessa tillfällen uppstår endast på dagtid under vinterhalvåret. Från belastningskurvan som redovisas i figur 17 kan avläsas att en ökad strömkonsumtion uppstår under juli månad. Med en större mängd ansluten laddinfrastruktur skulle energimängden kunna riskera att överbelasta kabeln och överstiga gränsen på 310 A. Därmed skulle flexibilitet möjligtvis även behöva kontrakteras på sommaren.

Resultaten för typfallet Grums visar också på ett elnät med många och intensiva behovstoppar, samtidigt som nätutnyttjandet procentuellt är lågt. Detta innebär att vid de flesta tidpunkterna utnyttjas inte all kapacitet som finns tillgänglig i kablarna. Den begränsande kabeln har en strömbelastningsgräns på 310 A, men under större delen av året ligger den faktiska strömmen långt under denna nivån. En eventuell nätförstärkning för att hantera fler anslutningar skulle endast vara dimensionerad för 1,65 % av årets timmar. Det innebär att en nätförstärkning hade bidragit till lägre nätutnyttjande eftersom kapacitet dimensioneras för sällan förekommande effekttoppar.

Ett batterisystem som lösning på överbelastningen skulle därför behöva både hög kapacitet och uthållighet. Den längsta sekvensen av överbelastning kräver tre gånger så mycket energi som den årliga medelsekvensen. För att batteriet ska täcka dessa topplasttimmar behöver det dimensioneras för den mest energikrävande

sekvensen av batteriägarna. För Ellevio rör det sig oftast om betydligt lägre energiinnehåll per sekvens som behövs kontrakteras för, i snitt endast 4,3 MWh i jämförelse med topplasten på 12 MWh. Trots att batteriresursen 0,25C har det högsta priset per MW visar det sig att tekniken har en lägre total kostnad, vilket kan förklaras av dess långa tillgänglighetstimmar och uthållighet i leveranskapacitet. Övriga resurser kräver en större installerad effekt för att möta kravprofilen till följd av deras kortare uthållighet.

De årliga flexpriserna uppskattas av en statisk modell som bygger på att Ellevio alltid betalar för den mest energikrävande sekvensen vilket leder till en prisbild som utgår från ett ”worst case scenario”. Med stor sannolikhet kommer marknaden baseras på en mer dynamisk prissättningsmodell där den faktiska mängden flexibilitet kontrakteras för. Det är därför troligt att kostnaden för flexibilitet kommer att vara lägre än det som presenterats. Den statiska ekonomiska modellen har även valts med grund av att det kan vara svårt att förutse exakt kapacitetsbehov på timnivå i förhand för att uppskatta ett årligt flexibilitetspris. Särskilt när det rör sig om en stor mängd laddinfrastruktur med olika och oförutsägbara lastkurvor. I modelleringen användes historisk lastdata, vilket kan medföra en osäkerhet då framtida lastprofiler kan avvika från det historiska mönstret.

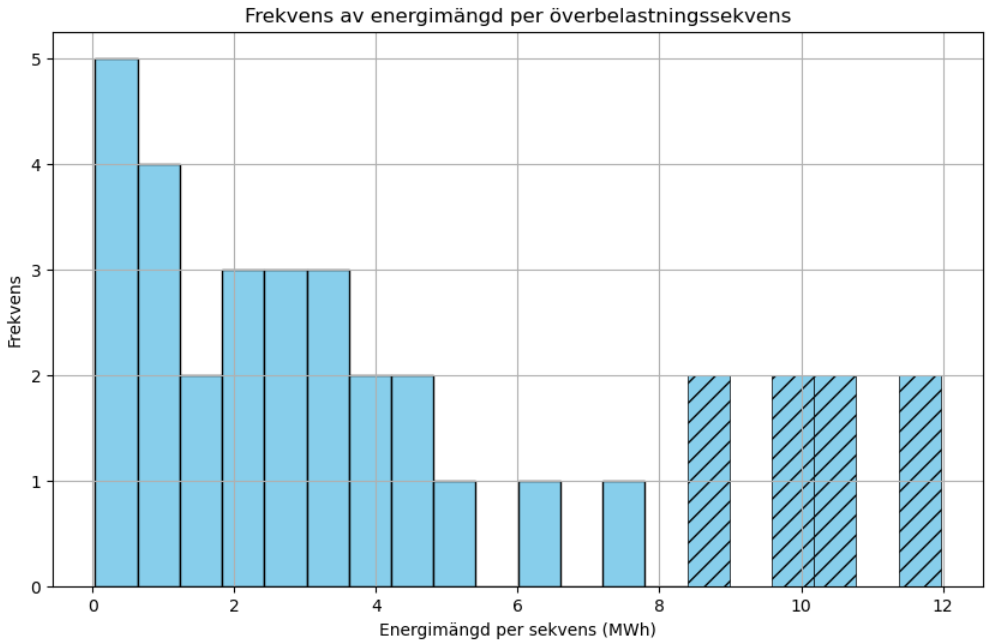
Platsåtgång för batterienergilagret är inte nödvändigtvis ett problem i Grums eftersom att det inte rör sig om placering i ett bostadsområde. Hade det däremot varit i city hade det eventuellt varit intressant att undersöka möjligheterna till nedstyrning för att kunna reducera platsåtgången. Däremot kan det i detta case vara av intresse för att minska den ekonomiska aspekten eftersom det skulle möjliggöra lägre kostnader till följd av en mindre dimensionering, men även i syfte att undersöka en annan kravprofil med lägre flexibilitetsbehov. Detta leder i stället till andra utmaningar till följd av de praktiska svårigheter som behandlas i teoriavsnittet.

4.1.6 Nedstyrning i kombination med batterienergilager

Med anledning av de långa behovssekvenserna samt höga energibehov i de mest tidskrävande sekvenserna undersöktes även möjligheten till nedstyrning. Detta eftersom nedstyrning i detta syfte skulle minska den totala flexibilitetskostnaden. Nedstyrning undersöktes även som en metod att analysera ett typfall med en annan kravprofil och lägre flexibilitetsbehov.

Figur 21 illustrerar hur ofta sekvenser för ett visst energiintervall förekommer årligen, de streckade intervallet är de som nedstyrning appliceras på. Det framgår att de vanligaste förekommande urladdningstillfällena avser energiuttag endast mellan 0-1 MWh medan högre energiinnehåll uppkommer mer sällan under året. Ett sätt att minska det årliga flexpriset för batteriet är att minska den mest krävande energisekvensen, eftersom priset dimensionerar efter det. Det kan göras med hjälp av nedstyrning av de allra högsta energisekvenserna. Nedstyrning avser en reducering av den maximala överbelastningssekvensen på 12 MWh till 8 MWh. Detta undersöks även i syftet att ta fram en alternativ kravprofil med lägre behov av flexibilitet.

Nedstyrning sker via villkorade avtal och förekommer ibland vid anslutningar som laddinfrastruktur. I detta fall hade batteriet endast behövt ha en kapacitet på 8 MWh istället för 12 MWh om de streckade sekvenserna i figur 21 kunde styras ned. Det hade inneburit nedstyrning med som högst 33 % av den totala energin sett till en hel sekvens på 8 timmar. Den momentana nedstyrningen hade med andra ord inte behövt vara särskilt hög. Grovt uppskattat hade det rört sig om ungeför 0,5 MWh i timmen under dessa perioder. Nedstyrningen hade behövt ske under 8 dagar om året och totalt över 60 timmar. De aktuella datumen för nedstyrning var 5–7 januari, 10–11 februari, 17–18 februari samt 10 mars.



Figur 21: Fördelning av energimängd per överbelastningssekvens.

Vid ett sådant villkorat avtal hade de årliga kostnaderna för flexibilitet resulterat i beloppen som visas i miljoner kronor i tabell 10. En nedstyrning av de mest energikrävande sekvenserna hade lett till en genomsnittlig prissänkning av de årliga flexibilitetskostnaden på omkring 30% jämfört med kostnaderna i tabell 9.

Tabell 10: Årligt flexpris vid nedstyrning för olika batteristorlekar samt vid olika kontrakteringsscenarier.

Kontraktering	**1C batteri (MSEK)** 8 MW/8 MWh	**0,5C batteri (MSEK)** 4 MW/8 MWh	**0,25C batteri (MSEK)** 2 MW/8 MWh
14 cykler	0,34	0,25	0,20
33 dagar	0,79	0,59	0,46

Denna analys visar tydligt på korrelationen mellan modellens flexibilitetspris och de mest energikrävande sekvenserna. Ju högre energimängd i pikarna desto mer drivs kostnaden för flexibilitet upp. Genom att reducera energibehovet i pikarna kan en betydande prissänkning uppnås.

4.2 Alfta

4.2.1 Nätförstärkning

I Alfta planeras nätförstärkningen att genomföras genom att förstärka två kablar i den normalmatande slingan och reservdriftsslingan, se avsnitt 3.2.2. Den uppskattade kostnaden för förstärkningen uppgick till närmare 1 300 000 kr där de största kostnadskomponenterna utgjordes av ny kabel och schaktkostnader. I den planerade kostnaden för Alfta ingick förstärkning av både normal-och reservdriftsslingan. Eftersom detta arbete avgränsades till normaldriften modifierades investeringskostnaden för att spegla detta genom att subtrahera de kostnader som utgörs av förstärkningen av reservdriftsslingan. En andel av denna kostnad står kunden för då det är ett kundinitierat projekt där en kapacitetshöjning önskas. I de planerade kostnaderna ingår följande komponenter.

Tabell 11: Komponentöversikt Alfta

Name	Qty	Unit
Kabel	0.02	km
Övrig kostnad schakt/jordkabel	1	st
Lina	0.37	km
Skarv	2	st
Avslut 12–24 kV	2	st
Kabel	0.37	km
Kabel	0.65	km
Schakt tätort	0.37	km
Landsbygd normal terräng	0.65	km

Förstärkning av kabel i reservdriften avser 0,37 km kabel och schakt medan normaldriften avser 0,65 km. Sett till endast normaldrift kan kostnaden för förstärkningen uppskattas till 823 455 kr, baserat på ovanstående komponenter för normaldriftsförstärkningen. De mest kostsamma komponenterna kommer från schaktkostnaderna, se avsnitt 3.3.7.

Andelen kundfinansiering av förstärkningen beräknas utifrån hur stor andel av strömbelastning kunden använder av tillgänglig märkström. I nätet med spänningsnivå 10,5 kV använder en tillkommande last på 3 MW 39,36% av kapaciteten i kabeln med vilket därmed motsvarar den andel som är kundinitierad.

4.2.2 Abonnemangsintäkter

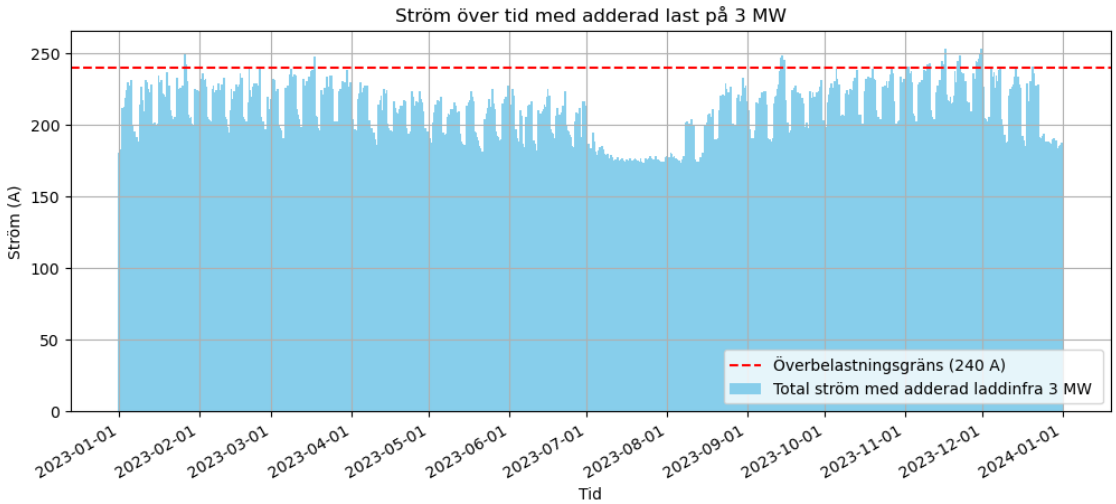
I Alfta är industrin ansluten med effektabonnemanget L10L vilket innebär att att den fasta årliga elnätsavgiften uppgår till 24 000 kr, Årseffektavgiften som avser 370 kr/kW och år beräknas till 1 110 000 kr.

För den rörliga elnätsavgiften görs antagandet att energianvändningen per m^3 sågad vara i sågverk är 70-120 kWh beroende på vilka maskiner man använder där mer energi krävs om man vidareförädlar genom exempelvis hyvling (Frida Simonson, 2020). Industrin producerar ungefär 70 000 m^3 sågade produkter, vilket med antagandet att vidareförädling sker genom exempelvis hyvling därmed motsvarar en årlig energianvändning om 8 400 000 kWh. Den rörliga elnätsavgiften med kostnaden 5 öre/kWh kan därmed uppskattas till 420 000 kr.

Den totala intäkten från en tillkommande last på 3MW sågverk motsvarar därmed en summa på 1 554 000 exkluderat höglasteffektavgiften.

4.2.3 Dimensionering av flexibilitetsbehov

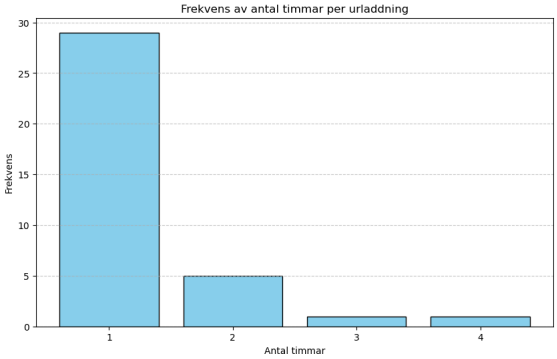
Den kommande problematiken gällande överföringskapacitet i Alfta är till följd av att en befintlig industri önskar utöka sitt abonnemang med 3 MW. Slingan som förser området med ström har en maxbelastning på 240 A. Området består främst av industrin men även ett mindre bostadsområde. Eftersom eltillförseln främst går till industrin förväntas lastkurvan följa samma mönster som tidigare år. 3 MW ökad last har därmed lagts till för att simulera den högsta tänkbara effekttopparna. För att simulera den ökade anslutningen har 3 MW uppskattats i ström (A) och adderats till den historiska lasten. Figur 22 visar den totala timvisa strömmen i blått. Det uppskattade flexibilitetsbehovet är därmed när denna kurva överstiger den röda streckade linjen som representerar överbelastningsgränsen. Överbelastning visas endast inträffa få tillfällen per år och är inte särskilt säsongsbaserat. Den minskade strömnivån under juli och augusti förklaras av industrisemester där produktionen i industrin minskar.



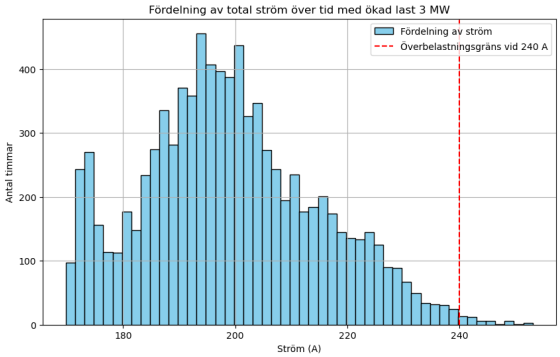
Figur 22: Överbelastning i matande fack med adderad simulerad last på 3 MW.

Det årliga behovet av flexibilitet definieras som de timmar då överbelastning uppstår i kabeln, givet att ingen nätförstärkning sker. Detta flexibilitetsbehov har analyserats vidare i syfte att ta fram en kravprofil för både kontraktering av flexibilitet och dimensionering av batterienergilagrets kapacitet. Figur 23 visar fördelningen av urladdningssekvensernas längd, det vill säga antalet konsekutiva timmar under vilka batteriet behöver försörja slingan med effekt. På x-axeln representeras längden på urladdningssekvenserna i timmar, medan y-axeln visar hur ofta dessa sekvenser inträffar under året. I Alfta är flexibilitetsbehovet främst endast under en timme i rad.

Figur 24 Visar fördelningen av uppmätt ström år 2024. På x-axeln visas alltså uppmätt ström (A) och y-axeln visar hur frekvent den strömmen uppstod. Figuren visar tydligt att nyttjanderätt i slingan är låg även i detta typfall. Trots det krävs en nätförstärkning till följd av få topplasttimmar. Den röda streckade linjen visar överbelastningsgränsen på 240 A. De timmar där strömmen är över överbelastningsgränsen motsvarar endast 0,53% av årets timmar. Det är alltså få timmar man dimensionerar nätförstärkningen för samt få timmar som flexibilitet faktiskt behövs om året. Det årliga flexibilitetsbehovet för Alfta består av 46 timmar.



Figur 23: Frekvens av antal timmar per urladdning av batteri med en adderad last på 3 MW.



Figur 24: Fördelning av total ström (A) under 2024 med en adderad last på 3 MW.

Tabell 12 visar kravprofilen för batterienergilagret baserat på det totala årliga flexibilitetsbehovet. Den totala mängden energi per år presenteras samt parametrar som beskriver den årliga användningen. De totala antalet ekvivalenta fulla cykler har tagits fram. Vidare presenteras antalet konsekutiva sekvenser, även kallat tillfällen, flexibilitet behöver kontrakteras för och antal distinkta dagar. I detta typfall korresponderar inte antal distinkta daga batteriet används med antal tillfällen vilket indikerar att det kan uppstå flera sekvenser av timmar med flexibilitetsbehov per dygn.

Tabell 12: Kravprofil årligen för batteri med ökad last 3 MW

Kravprofi årligen	**Värde**
Total överbelastning (kWh)	3 665,26
Antal cykler per år	8
Antal tillfällen batteriet används	36
Antal distinkta dagar batteriet används	20

Tabell 13 visar kravprofilen för batterienergilagret baserat på de sekvenser med ett flexibilitetsbehov. Det vill säga dimensionerat för behovet av upp- och urladdningar. Batterienergilagret behöver dimensioneras utifrån den mest krävande sekvensen, vilket medför att en kapacitet på minst 0,5 MWh krävs. Utöver detta har ett genomsnittligt energiinnehåll för sekvenserna beräknats till 0,1 MWh. Detta indikerar att majoriteten av urladdningsbehoven är avsevärt lägre än maxkapacitetskravet, då den genomsnittliga sekvensen endast uppgår till cirka en femtedel av den maximala kapaciteten. Batterienergilagret behöver även dimensioneras för att klara den högsta momentana effekten vilket har beräknats vara 0,24 MW. För att vidare analysera upp och urladdning har den urladdningstiden för den mest krävande sekvensen tagits fram i kravprofilen samt den kortaste tiden för uppladdning mellan urladdning.

Tabell 13: Kravprofil för upp- och urladdning för batteri med ökad last 3 MW

Kravprofil sekvens	**Värde**
Energi för sekvens över topplast (kWh)	0,49
Energi för medelsekvens (kWh)	0,1
Max momentan effekt (kW)	0,24
Antal timmar för topplastsekvens (h)	3,00
Minsta varaktighet för nattliga uppladdningsperioder (h)	9,0

Tabell 9 visar årliga uppskattade kostnader för flexibilitet i tusen kronor. Formel 8 har använts för att uppskatta de årliga priset för flexibilitet beroende av batterityp samt mängd dagar som kontrakteras för.

Batterityperna 1C, 0,5C och 0,25C undersöks. På grund av de olika batteritypernas uthållighet krävs varierande installerade effekter för att batterierna ska klara de mest krävande sekvenserna. Olika mängder dagar som behöver kontrakteras för undersöks i form av att endast kontraktera för antal cykler samt antal distinkta dagar med flexibilitetsbehov.

Tabell 14: Årligt flexpris vid nedstyrning för olika batteristorlekar samt vid olika kontrakteringsscenarier.

Kontraktering	**1C batteri (tSEK)** 0,5 MW/0,5 MWh	**0,5C batteri (tSEK)** 0,25 MW/0,5 MWh	**0,25C batteri (tSEK)** 0,125 MW/0,5 MWh
8 cykler	24,00	18,00	14,00
20 dagar	60,00	45,00	35,00

4.2.4 Praktiska förutsättningar för flexibilitet i Alfta

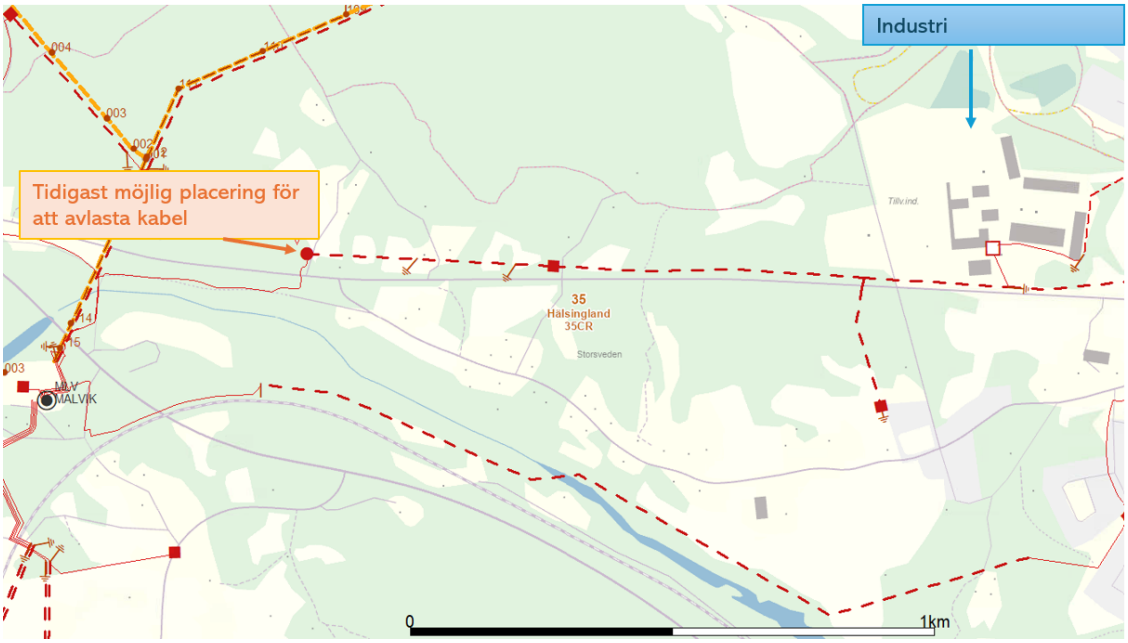
För att undersöka förutsättningarna för att implementera en flexibilitetslösning i Alfta har sekvenserna för upp och urladdning studerats. Analysen visar att den kortaste sekvensen för nattlig uppladdning är 9 timmar, medan den längsta urladdningen varar under 4 timmar och den mest energikrävande urladdningssekvensen endast varar i 3 timmar. Vid vissa tillfällen förekommer flera urladdningssekvenser under samma dag. Dessa har därför analyserats med särskilt fokus på om mellanliggande uppladdning krävs. Det framkommer att den totala energimängd som urladdas under sådana dagar aldrig överstiger 0,5 MWh, vilket innebär att batteriet inte behöver laddas mellan sekvenserna. Därmed bedöms uppladdning under dagtid inte vara nödvändig inom ramen för den aktuella dimensioneringen.

Placeringen av ett batterienergilager i Alfta påverkas av faktorer som bullernivåer och anpassningar för att uppfylla brandskyddskrav. Generellt gäller dessutom att batterier som övriga anslutningar inte ska resultera i för stora spänningsvariationer, det vill säga 3% i punkter som delas av flera punkter och 5% i egen anslutningspunkt. Efter samtal med insatta framgår att spänningsvariationer i Alfta inte är ett problem och ett antagande görs att placeringen av batteriet inte kommer att utgöra ett spänningsfall utom detta intervall. För att möta behovet som uppstår i samband med en ny industri på 3 MW skulle en flexibilitetsmängd på 488,37 kWh behövas med en minsta kontinuerlig effekt på 241,19 kW, se tabell 13. Baserat på detta och depth of discharge (DoD) kan storleken på batterier för att hantera detta krav bestämmas. Batterier som levereras av Alfen är av typen $LiFePO_4$ och har generellt långa livslängder på över 20 år. Förutsatt en DoD på 80% skulle det krävas en energilagringskapacitet på ungefär 610 kWh för att möta efterfrågan. Topplastsekvensen uppstår endast vid tre timmar under ett år där 0,5 MW används. Med denna dimensionering på batteri möts även kravet på tid för uppladdning mellan användning.

Den totala storleken på ett batteri av denna storlek kan uppskattas med Alfens batterilösningar. Förutsatt att samma batterilösning som Ellevio tidigare använt sig av används även i detta case kan en minsta möjliga storlek på batterilagret uppskattas. Varje ställ har en energilagringskapacitet på 372,736 kWh vilket innebär att minst två batteriställ krävs. Med 8 moduler per ställ motsvarar det totalt 16 moduler och en total energikapacitet på ungefär 745,47 kWh. Varje batteriställ har dimensionerna 1300x1300x2340 mm vilket i detta fall skulle resultera i en batteriställstorlek på 2600x1300x2340 mm. Mer utrymme tillkommer i samband med säkerhetsbestämmelser. Från växelriktaren tillkommer ett avstånd på minst 1500 mm från dess skåp. Storleken på en växelriktare i Alfens TheBattery Elements uppgår till 2120 eller 3690 x 1170 x 3760 mm och transformatorns storlek är individuell för projektet (Alfen, 2021). För transformatorn användes ett standardmått för en pad-mounted transformator på 500 kVA, som enligt PadmountedTransformer.cn (2024) är av bredd 1810 mm, djup 1160 mm och höjd 1790 mm. Vidare kan ett säkerhetsavstånd på 1500 mm framför transformatorn antags. Från batteriställen tillkommer 2500 mm framför ställen, 500 mm bakom ställen och 100 mm mellan ställen. Systemkontrollskåpet med storlek 2600 mm x 500 mm x 1600 mm kräver ett säkerhetsavstånd om 1500 mm framför skåpet och 1000 mm mellan baksidan och batteriställen. Med dessa bestämmelser i åtanke ökar den totala storleken på batterienergilagret, och med en utökad marginal

kan minsta möjliga markutnyttjande uppskattas till 45 m^2.

Att placera betterienergilagret efter den begränsande kabeln som demonstrerat i figur 25 kan ge fördelar i nätet. En placering så nära industrin som möjligt kan på ett snabbt sätt möjliggöra avlastning av kabeln och ge lokal energi där behovet finns och snabbt svara på toppbelastningen där den uppstår. I figur 25 är placering närmast början av sträckan som uppfyller syftet med kabelavlastningen markerad. Det är även tänkbart att placeringen kan ha positiv nätinverkan längre fram i slingan och närmare industrin. Närmare industrin och tätorten finns möjlighet att både kunna svara på topplast nära behovet samt att delta på en eventuell flexibilitetsmarknad i tätorten. En placering efter den begränsande kabeln sätts för att ytterligare ström ska kunna tillföras slingan när kabeln är maximalt belastad, och placering vid fördelningsstationen innan denna kabel inte kommer underlätta problem med ytterligare strömtillförsel.



Figur 25: Tidigast möjlig placering av batterienergilager i Alfta i den matande slingan.

Om placeringen sker som markerat i figur 25 finns stor möjlighet till avlastning av den begränsande kabeln. Däremot kan ett för långt avstånd mellan batterienergilagret och industrin samt tätorten medföra större förluster samt öka risken att inte tillräckligt snabbt kunna svara på behov då reaktionstiden ökar. Om batterienergilagret är närmare industrin och tätorten minskar tidigare nämnda risker och ökar chansen att kunna delta på lokala flexibilitetsmarknader samtidigt som effekt kan tillföras industrin vid topplasttimmar och avlasta den begränsande kabeln.

4.2.5 Tolkning av dimensioneringsresultat i Alfta

I Alfta är överbelastningen till följd av en tillkommande last på 3 MW lägre än i Grums och inte lika säsongsvarierad. Sekvenserna som behöver kontrakteras för uppstår alltså utspritt över en större del av året, något som kan avläsas i figur 22. Däremot är sekvenserna av överbelastning inte särskilt omfattande i energimängd. Typfallet Alfta karakteriseras alltså av utspridda och låga energisekvenser av flexibilitetsbehov. Detta beror på att den historiska lastkurvan inte var särskilt fluktuerande eller belastad innan den tillkommande lasten.

En kapacitetsökande nätförstärkning kan komma att bli överdimensionerad då överbelastningen är låg och

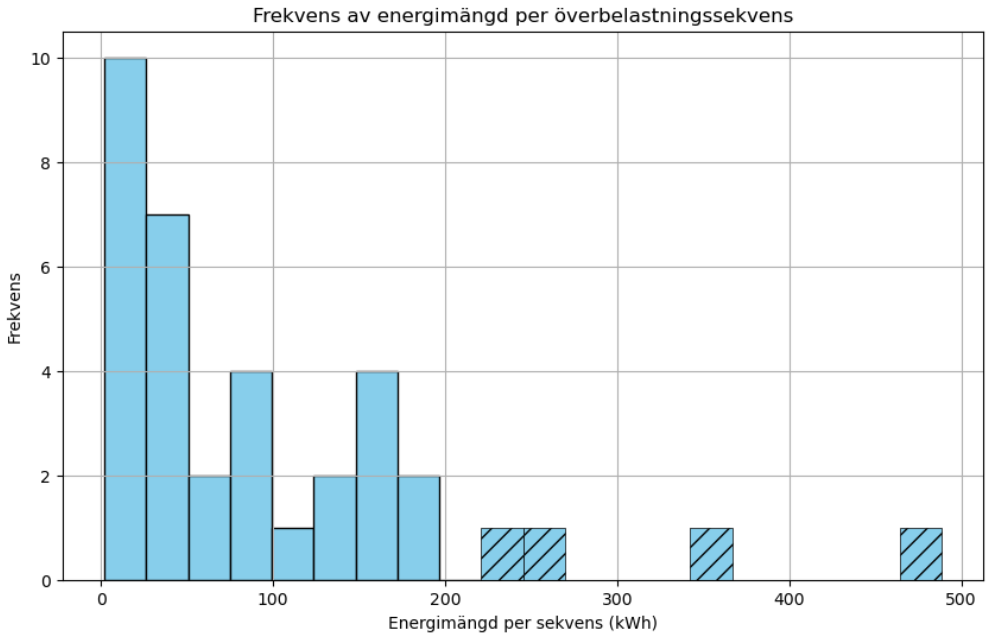
inte särskilt frekvent. Många kablar klarar av en viss mängd överbelastning, särskilt vid korta tillfällen och låga mängder energi. Vid fall där överbelastningen är på gränsen till för stor kan det bli intressant att överväga flexibilitet och på så sätt undvika överdimensionerade nätförstärkningar. En nätförstärkning hade varit dimensionerad för en överbelastning som endast motsvarar 0,53% av årets alla timmar, vilket kan argumenteras vara överflödigt.

Flexibilitet i Alfta blir betydligt mindre kostsamt än i Grums, vilket är ett resultat av ett lägre flexibilitetsbehov och kortare sekvenser där det är nödvändigt. Dimensioneringen av flexibilitet utgår från de mest energikrävande sekvenserna som i Alfta är 0,5 MWh. Detta kan jämföras med energimängden i en medelsekvens på 0,1 MWh. Kontrakteringen avser 8 cykler utspritt över 36 tillfällen på totalt 20 dagar. I vissa fall behövs flexibiliteten flera gånger per dag, men för kontraktering på dygnsbasis blir kostnaden ändå inte särskilt hög. Detta är till följd av att energimängden som dimensioneras för inte är speciellt omfattande, till följd av låg maxeffekt samt korta sekvenser av överbelastning som oftast endast varar i en timme. Trots att det rör sig om korta sekvenser av flexibilitetsbehov visar det sig att ett 0,25C-batteri är mest lönsamt, på grund av att behovet dimensioneras av den mest energikrävande sekvensen som kräver en uthållighet på 3 timmar.

Den uppskattade åtgången av yta för batterienergilagret är 45 m^2. Denna platsåtgång bedöms inte vara problematiskt i Alfta eftersom placeringen sker på landsbygden och inte i en tätort eller stad. Med en sådan placering undviks även eventuella bullerstörningar för boende i området som beskrivet i teoriavsnittet. Resultaten visar även att kostnaden för flexibilitet inte är särskilt höga. Det kan argumenteras att nedstyrning inte är nödvändigt för detta typfall, men har undersökts i detta arbete med syftet att utreda en alternativ kravprofil med lägre flexibilitetsbehov.

4.2.6 Nedstyrning i kombination med batterienergilager

Figur 26 visar hur ofta sekvenser för ett visst energiintervall förekommer årligen, där de streckade intervallet är de som påverkas av nedstyrningen. Likt fördelningen i de tidigare typfallen är de låga energiintervallen de mest frekvent förekommande. Batteriet behöver dock dimensioneras för sekvensen med högst energiinnehåll på 500 kWh. Om dessa sekvenser istället kan mötas med batterienergilager i kombination med nedstyrning vid få tillfällen kan maxsekvensen då sänkas till 200 MWh för batterienergilagret. Nedstyrningen hade då behövt ske vid 4 dagar om året vid sekvenser mellan 2-4 timmar. Det hade resulterat i sänkta årliga kostnader för flexibilitet som visas i tabell 15.



Figur 26: Fördelning av energimängd per överbelastningssekvens.

Vid ett sådant villkorat avtal hade de årliga kostnaderna för flexibilitet resulterat i beloppen som visas i tusen kronor i tabell 10. En nedstyrning till 200 kWh av de 4 mest energikrävande sekvenserna hade lett till en prissänkning av de årliga flexibilitetskostnaden på omkring 80 % för kontraktering på antal dagar och en minskning på 70% för kontraktering baserat på cykler.

Tabell 15: Årligt flexpris för olika batterityper vid olika kontrakteringar.

Kontraktering	**1C batteri (tSEK)** 0,2 MW/0,2 MWh	**0,5C batteri (tSEK)** 0,1 MW/0,2 MWh	**0,25C batteri (tSEK)** 0,05 MW/0,2 MWh
12 cykler	7,20	5,40	4,20
20 dagar	12,00	9,00	7,00

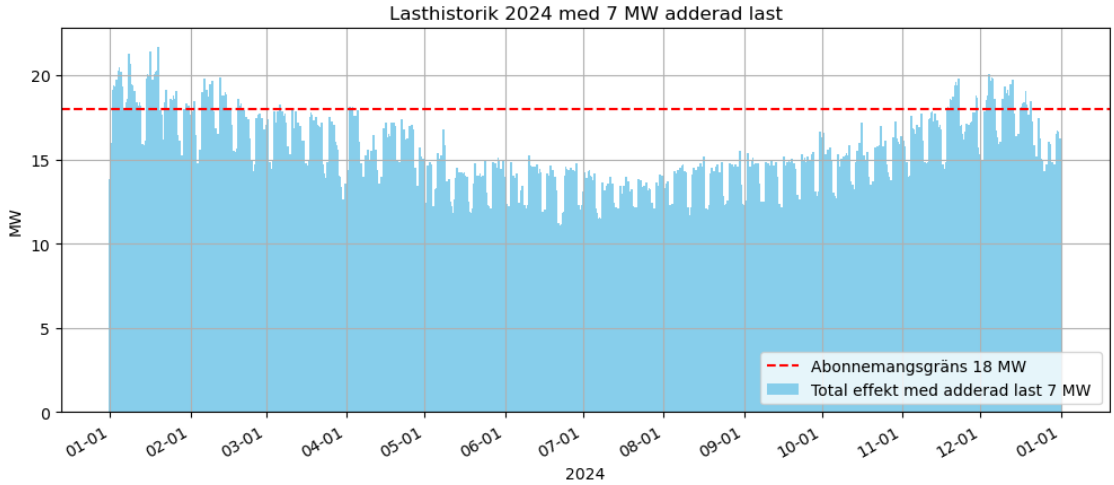
4.3 Täby

4.3.1 Alternativ kostnad Täby

I Täby genomförs inte en nätförstärkning för att kunna ansluta de tillkommande lasterna på 7 MW, se 3.2.3. Det finns i dagsläget inget projekt som syftar till att förstärka nätet i övrigt på denna slinga. Eftersom problematiken för denna fallstudie snarare syftar till möjligheten att sänka abonnemangskostnader från ovanliggande nät och inte nödvändigtvis nätförstärkning för att hantera överföringskapacitetsproblematik. Kostnaden att höja abonnemanget är 214 000 kr per MW. Att överskrida abonnemanget medför en kostnad på 428 000 kr multiplicerat med de genomsnittliga högsta uppmätta effekterna under de två månaderna med högst effekt. För ett abonnemang på 18 MW kan abonnemangskostnaden för övertrasseringen och effektabonnemanskostnaden uppskattas till 3,852 miljoner kr. Hade man behövt höja effektabonnemangskostnaden till 20 MW för att kunna tillgodose 7 MW tillkommande laster hade det därmed kostat 428 000 kr att höja effektabonnemanget.

4.3.2 Dimensionering av flexibilitetsbehov

Problematiken i Täby handlar om ett begränsande effektabonnemang från överliggande nät som vid nya planerade anslutningar och tillväxt i området kan komma att överskridas. Vid ett effektuttag som är högre än abonnemangsgränen betalas en straffavgift. I dethär typfallet undersöks det hur flexibilitet i form av ett batterienergilager istället kan motverka dessa straffavgifter. Ökningen av laster summeras till totalt 7 MW och består av olika typer av anslutningar, både livsmdelbutiker samt ökad laddinfrastruktur. Eltillförseln till området förväntas följa samma mönster som tidigare år. 7 MW ökad effekt har därmed lagts till för att simulera de högsta tänkbara effekttopparna. För att simulera de ökade anslutningarna har alltså 7 MW adderats till den historiska lasten. Figur 27 visar den totala timvisa effekten i blått. Det uppskattade flexibilitetsbehovet är därmed när denna kurva överstiger den röda streckade linjen som representerar abonnemangsgränsen på 18 MW. Grafen indikerar ett högt och säsongsbaserat flexibilitetsbehov.

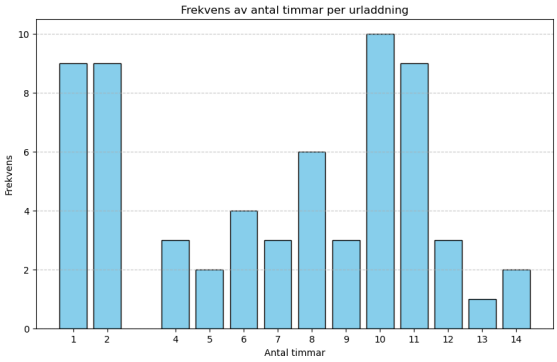


Figur 27: Lasthistorik för år 2024 med en adderad simulerad last på 7 MW i jämförelse med abonnemangsgräns på 18 MW.

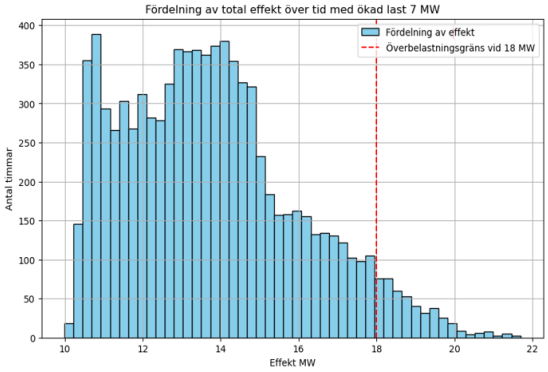
Det årliga behovet av flexibilitet definieras som de timmar då effektuttaget överskrider abonnemangsgränsen. Detta flexibilitetsbehov har analyserats vidare i syfte att ta fram en kravprofil för både kontraktering av flexibilitet och dimensionering av batterienergilagrets kapacitet. Figur 28 visar fördelningen av urladdningssekvensernas längd, det vill säga antalet konsekutiva timmar under vilka batteriet behöver försörja slingan med effekt. X-axeln representerar längden på urladdningssekvenserna i timmar, medan y-axeln visar hur ofta

dessa sekvenser inträffar under året. I Täby är flexibilitetsbehovet i form av långa konsekutiva timmar. Som högst varar en urladdning under 14 timmar och vanligast är en sekvens på 1, 2, 10 och 11 timmar. Totalt uppstår flexibilitetsbehovet under 445 timmar årligen.

Figur 29 Visar fördelningen av uppmätt effekt år 2024. X-axeln visar alltså uppmätt effekt (MW) och y-axeln visar hur frekvent den effekten uppstod. Figuren visar tydligt att nyttjanderätt i slingan är jämförelsevis hög relativt de resterande typfallen och motsvarar 5,07% av året. Den röda streckade linjen visar överbelastningsgränsen på 18 MW.



Figur 28: Frekvens av antal timmar per urladdning av batteri med en adderad last på 7 MW.



Figur 29: Fördelning av effekt (MW) under 2024 med en adderad last på 7 MW.

Tabell 16 visar kravprofilen för batterienergilagret baserat på det totala årliga flexibilitetsbehovet. Den totala mängden energi per år presenteras samt parametrar som beskriver den årliga användningen. De totala antalet ekvivalenta fulla cykler har tagits fram. Vidare presenteras antalet konsekutiva sekvenser, även kallat tillfällen, flexibilitet behöver kontrakteras för och antal distinkta dagar. I detta typfall korresponderar inte antal distinkta daga batteriet används med antal tillfällen vilket indikerar att det kan uppstå flera sekvenser av timmar med flexibilitetsbehov per dygn.

Tabell 16: Kravprofil årligen för batteri med ökad last 7 MW vid Arninge Nord

Kravprofil årligen	**Värde**
Total överbelastning (MWh)	412,50
Antal cykler per år	13
Antal tillfällen batteriet används	64
Antal distinkta dagar batteriet används	55

Tabell 17 visar kravprofilen för batterienergilagret baserat på de sekvenser med ett flexibilitetsbehov. Det vill säga dimensionerat för behovet av upp- och urladdningar. Batterienergilagret behöver dimensioneras utifrån den mest krävande sekvensen, vilket medför att en kapacitet på minst 34 MWh krävs. Utöver detta har ett genomsnittligt energiinnehåll för sekvenserna beräknats till 6,46 MWh. Detta indikerar att majoriteten av urladdningsbehoven är avsevärt lägre än maxkapacitetskravet, då den genomsnittliga sekvensen endast uppgår till cirka en femtedel av den maximala kapaciteten. Batterienergilagret behöver även dimensioneras för att klara den högsta momentana effekten vilket har beräknats vara 4 MW. För att vidare analysera upp och urladdning har den urladdningstiden för den mest krävande sekvensen tagits fram i kravprofilen samt den kortaste tiden för uppladdning mellan urladdning.

Tabell 17: Kravprofil för upp och urladdning av batteri med ökad last 7 MW vid Arninge Nord

Kravprofil sekvens	**Värde**
Energi för sekvens över topplast (MWh)	33,21
Energi för medelsekvens (MWh)	6,46
Max momentan effekt (MW)	3,70
Antal timmar för topplastsekvens (h)	14,00
Minsta varaktighet för nattliga uppladdningsperioder (h)	10,0

Tabell 18 visar årliga uppskattade kostnader för flexibilitet i tusen kronor. Formel 8 har använts för att uppskatta de årliga priset för flexibilitet beroende av batterityp samt mängd dagar som kontrakteras för. Batterityperna 1C, 0,5C och 0,25C undersöks. På grund av de olika batterityperna uthållighet krävs varierande installerade effekter för att batterierna ska klara de mest krävande sekvenserna. Olika mängder dagar som behöver kontrakteras för undersöks i form av att endast kontraktera för antal cykler samt antal distinkta dagar med flexibilitetsbehov.

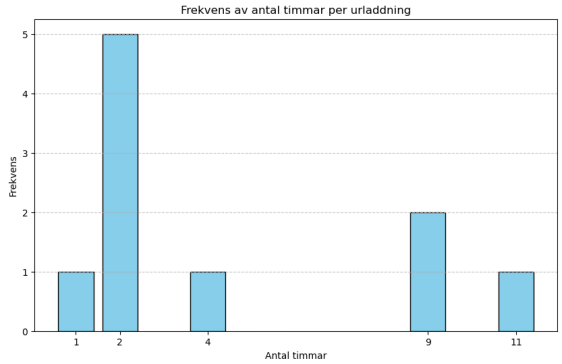
Tabell 18: Årligt flexpris för olika batterikonfigurationer och kontrakteringsformer.

Kontraktering	**1C batteri (MSEK)** 33 MW/33 MWh	**0,5C batteri (MSEK)** 16,5 MW/33 MWh	**0,25C batteri (MSEK)** 8,25 MW/33 MWh
13 cykler	1,33	0,99	0,77
55 dagar	5,61	4,21	3,27

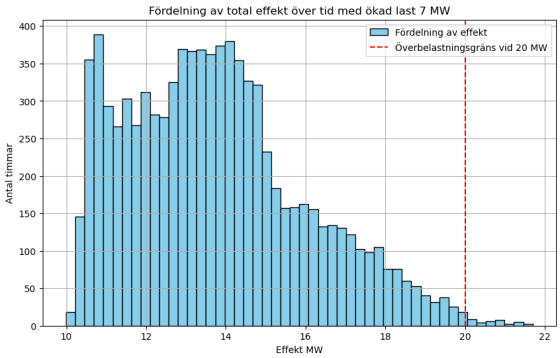
4.3.3 Abonnemangshöjning i kombination med flexibilitetstjänst

Vid en höjning av effektabonnemanget från 18 MW till 20 MW mot det överliggande nätet minskar behovet av flexibilitet då en större del av effekttopparna kan hanteras av det nya abonnemanget. Detta resulterar i ett reducerat flexibilitetsbehov enligt nedanstående resultat.

Flexibilitet behöver i detta scenario endast kontrakteras vid tio tillfällen under året. Figur 30 visar fördelningen av längden på de tidssekvenser då batterilagret behöver vara i drift. Som visas i figur 31, är den totala andelen timmar som kräver flexibilitet avsevärt lägre i detta fall. Endast 0,5% av årets timmar behöver täckas av batterienergilagret, jämfört med 5,07% vid ett effektabonnemang på 18 MW.



Figur 30: Frekvens av antal timmar per urladdning vid en abonnemangshöjning till 20 MW



Figur 31: Fördelning av effekt (MW) vid en abonnemangshöjning till 20 MW

Med ett höjt effektabonnemang blir kravprofilen för batterikonfigurationen avsevärt mindre, vilket framgår av tabell 19 och 20. Detta leder till en lägre total flexibilitetskostnad, vilket redovisas i tabell 21 för olika

nivåer av kontraktering samt för olika batterityper med urladdningshastigheterna 1C, 0,5C och 0,25C.

Tabell 19: Kravprofil årligen för batteri med abonnemangshöjning till 20 MW.

Kravprofil årligen	**Värde**
Total överbelastning (MWh)	26,00
Antal cykler per år	3
Antal tillfällen batteriet används	10
Antal distinkta dagar batteriet används	8

Tabell 20: Kravprofil för upp och urladdning av batteri med höjt abonnemang till 20 MW

Kravprofil sekvens	**Värde**
Energi för sekvens över topplast (MWh)	9,09
Energi för medelsekvens (MWh)	2,60
Max momentan effekt (MW)	1,70
Antal timmar för topplastsekvens (h)	11,00
Minsta varaktighet för nattliga uppladdningsperioder (h)	16,0

Tabell 21: Årligt flexpris för olika batterikonfigurationer och kontrakteringsformer vid höjt abonnemang till 20 MW.

Kontraktering	**1C batteri (MSEK)** 9 MW/9 MWh	**0,5C batteri (MSEK)** 4,5 MW/9 MWh	**0,25C batteri (MSEK)** 2,25 MW/9 MWh
3 cykler	0,18	0,13	0,10
8 dagar	0,48	0,36	0,28

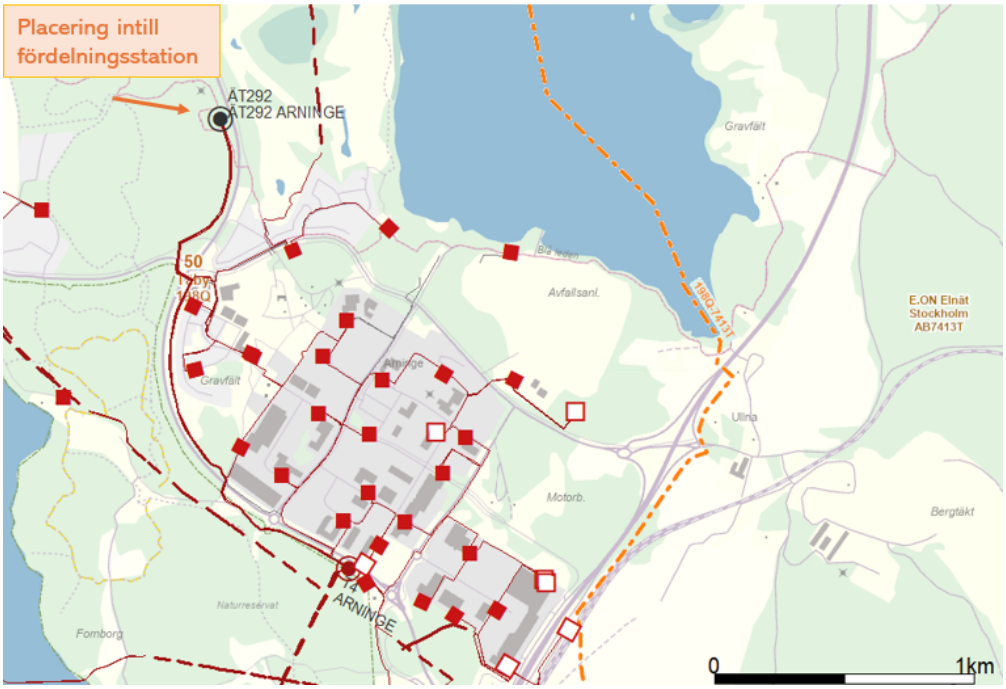
4.3.4 Praktiska förutsättningar för flexibilitet i Täby

Kravprofilen för flexbehovet i täby är i en mycket större storlek än resterande fall. Det rör sig om en betydligt högre max-sekvens på 33 MWh i långa 14 timmar, medan den minsta årliga varaktigheten för nattlig uppladdning är på endast 10 timmar. Därmed behöver möjligheten för uppladdning analyserar närmare. De få sekvenser med höga energier upp mot 30 MWh inträffar sällen och är sekvenser som direkt följer varandra. Batteriet kommer alltså eventuellt inte ha möjlighet att ladda upp till maxkapacitet igen men det kommer att ha möjlighet att ladda upp till nästkommande sekvens under den nattliga uppladdningen på 10 timmar. De få dagar då batteriet behövs under fler än en sekvens har urladdningen summerats och den har konstaterats ligga inom batteriets kapacitet. Alltså behöver inte batteriet ladda upp under dagen i detta fall heller. Det är dock värt att nämna att man i detta fall dimensionerar batteriet för den höga 33 MWh sekvensen som endast inträffar en gång om året.

För att möta en ökad last på 7 MW i Täby utan att höja abonnemanget mot Vattenfall skulle en flexibilitetsmängd på 33,21 MWh behövas med en minsta kontinuerlig effekt på 3,7 MW, se tabell 17. Med en DoD på 80% skulle det innebära ett batteri med energilagringskapacitet på ungefär 41,5 MWh. För att bemöta detta behov krävs 112 batteriställ med 372,736 kWh per ställ. Platsåtgången för batteriställen kan därmed uppskattas till 550 m^2 förutsatt två rader av 56 ställ med säkerhetsavstånd i beaktande. För att hantera effekten krävs växelriktare med den totala ytan 12 m^2. Transformator av högre kapacitet som kan hantera topplasttimmen skulle motsvara en yta på ungefär 8 m^2. Även en yta på ungefär 8 m^2 tillkommer med kontrollskåp. För dessa ytor är säkerhetsavstånd medräknat och den totala ytan uppgår till ungefär 580 m^2.

Med en abonnemangshöjning till 20 MW minskas kravprofilen för ett batteri i syftet att kapa belastningen under topplasttimmar, se 19. En flexibilitetsmängd på ungefär 9,1 MWh. Med en DoD på 80% skulle det innebära ett batteri med energilagringskapacitet på ungefär 11,4 MWh. För att bemöta denna energimängs krävs 31 st batteriställ med en total yta på 157 m^2 inklusive säkerhetsavstånd i beaktande. Transformatorns storlek kan uppskattas till 4 m^2 och växelriktaren 6 m^2. Med ett kontrollskåp på 6 m^2 uppgår den totala storleken till ungefär 173 m^2.

Placeringen av ett batterienergilager i Täby avgörs av syftet att undvika en höjning av inkommande abonnemang. För detta ändamål kan batteriet placeras intill fördelningsstationen som visat i figur 32.



Figur 32: Placering av batterienergilager.

Med ovanstående visad placering kan batterienergilagret tillämpas för att tillgodose effekt till det matande facket när abonnemanget annars hade överskridits förutsatt att det laddats upp när lägre effekt använts. Det är även möjligt att placera batteriet längre ner i slingan om det skulle bättre skulle uppfylla platsåtgången, brandriktlinjer och bullernivåer.

4.3.5 Tolkning av dimensioneringsresultat i Täby

I Täby karaktäriseras belastningen av höga effekttoppar och med en ökad last på 7 MW blir flexibilitetsbehovet omfattande, både gällande energibehov och uthållighet. En stor andel av årets timmar överskrider abonnemangsgränsen på 18 MW. Det befintliga utnyttjandet av effektabonnemanget är alltså relativt högt. Ett abonnemang på 20 MW hade därmed varit motiverat eftersom endast en marginell andel av belastningen överskrider 20 MW, se grafer 29 och 31. Den marginella överskridningen resulterar i en mer realistisk kravprofil för flexibilitet. Överskridningen uppgår i hela 22 MW och att dimensionera effektabonnemanget för detta hade resulterat i ett lågt utnyttjande av abonnemangshöjningen. Vad gäller kravprofilen för flexibilitet är den mest energikrävande sekvensen på 33,2 MWh och omfattar 14 timmar. Dock ligger det genomsnittliga energibehovet betydligt lägre på 6,5 MWh. Denna skillnad innebär att både batteridimensionering och prisbildningen av flexibiliteten påverkas betydande av fåtaliga extrema toppar. Detta utgör ett argument för

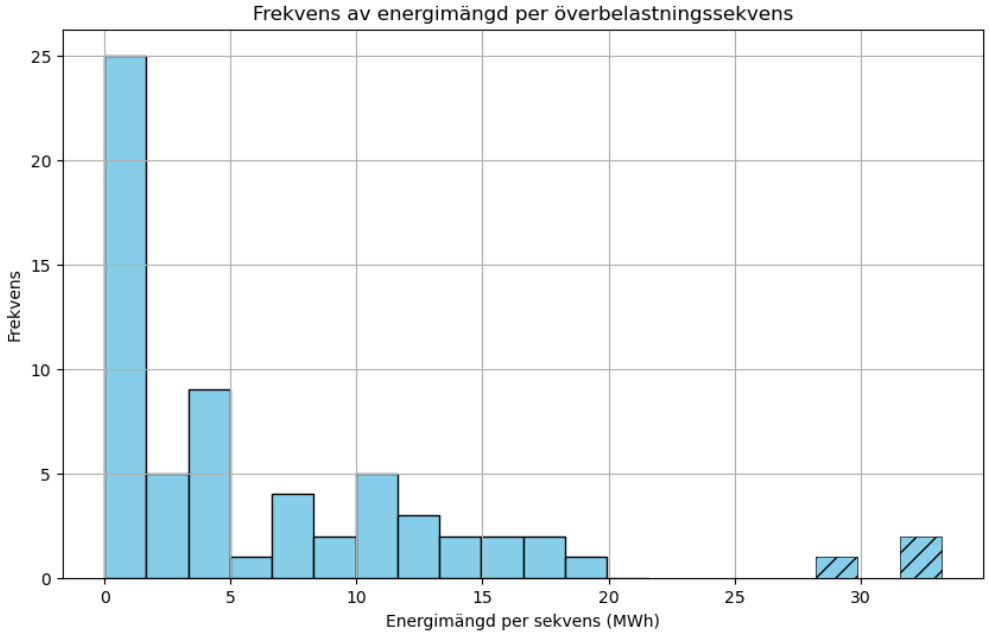
att höja abonnemanget till 20 MW och hantera resterande behov med flexibilitet.

Slutligen bör aspekten uppladdningstid beaktas och blir viktig att undersöka i denna fallstudie eftersom batterierna behöver användas långa sekvenser. Med tanke på sekvensernas längd är det avgörande att säkerställa att återuppladdning kan ske, och en detaljerad analys av nätsituationen under dessa specifika tillfällen kan vara nödvändigt för att kunna dimensionera och därefter optimera batterienergilagret på ett effektivt sätt. Eftersom behovet är så pass omfattande blir även batterienergilagret väldigt stort. Det skulle eventuellt bli en utmaning att genomföra och hitta en lämplig placering för batterienergilagret, särskilt då problematiken uppstår nära en tätort. Ett rimligare alternativ skulle därmed kunna vara att höja abonnemanget till 20 MW och därefter tillämpa flexibilitet som en metod att hantera den eftersläpande kapaciteten som kan avläsas i figur 31. Ett lägre behov skulle ställa lägre krav på ett batterienergilager vars storlek därmed skulle minska.

Då tillgången på plats för batterienergilagret kan komma att bli ett problem samt att kostnaderna är omfattande till följd av få höga sekvenser kan nedstyrning vara ett intressant komplement. Detta är särskilt intressant att undersöka om en abonnemangshöjning inte är möjlig inom en rimlig tidsram.

4.3.6 Nedstyrning i kombination med batterienergilager

Figur 33 visar hur ofta olika energimängder (MWh) förekommer årligen i de sekvenser då batteriet används. De streckade intervallen markerar de energinivåer som påverkas av nedstyrningen. Den mest förekommande storleksordningen är mellann 0-5 MWh. De mest energikrävande sekvenserna på omkring 30 MWh uppkommer sällan i jämförelse med resterande energiintervall. Det är dessa sekvenser som den ekonomiska modellen dimensioneras efter då det årliga flexpriset baseras på en effektreserv som vid varje tillfälle bör kunna täcka den mest energikrävande sekvensen.



Figur 33: Fördelning av energimängd per överbelastningssekvens.

Nedstyrning av de högsta effekttopparna hade gett upphov till en sänkning av den mest energikrävande sekvensen från 33 MWh till 20 MWh. Det hade lett till en lägre årlig kostnadsprofil årligen för flexibilitetskontrakteringen. Nedstyrningen av effekttoppar hade i detta fall behövt ske vid 3 dagar, den 8 Januari, 16 Januari samt 19 januari. Varje sekvens motsvarar omkring 14 timmar där nedstyrningen hade behövt

motsvara ungefär 40% av den totala energiåtgången under sekvenserna. Detta hade resulterat i årliga flexibilitetskostnader enligt tabell 22. Prissänkningen av de årliga flexibilitetskostnaden resulterar i ungefär 41% för kontraktering på antal dagar samt en minskning på 14% för kontraktering baserat på cykler.

Tabell 22: Årligt flexpris för olika batterikonfigurationer och kontrakteringsscenarier vid nedstyrning.

Kontraktering	**1C batteri (MSEK)** 20 MW/20 MWh	**0,5C batteri (MSEK)** 10 MW/20 MWh	**0,25C batteri (MSEK)** 5 MW/20 MWh
19 cykler	1,14	0,85	0,66
55 dagar	3,30	2,48	1,92

4.4 Jämförelse av NPV: nätförstärkning och flexibilitetslösning

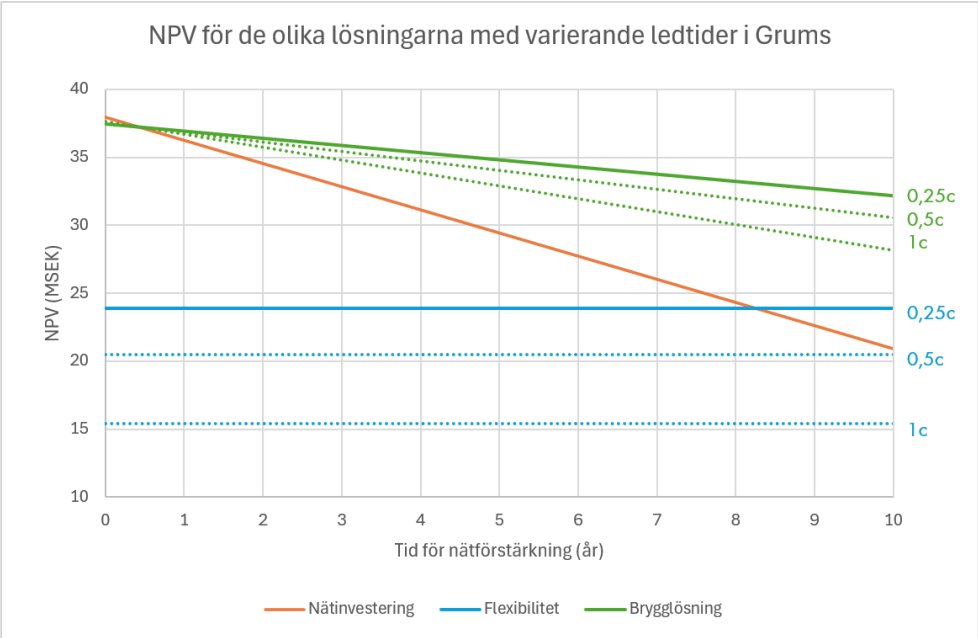
En nettonuvärdesanalys (NPV) har genomförts för att jämföra ekonomisk lönsamhet över tid mellan flexibilitetslösningar och nätförstärkning, samt flexibilitet som en temporär brygglösning. Analysen avser fallen Grums och Alfta samt syftar till att undersöka hur rörliga kostnader för flexibilitet står sig ekonomiskt mot investeringar i nätinfrastruktur. För en detaljerad redovisning av värdena, se tabeller i appendix.

En batterikonfiguration med 0,25C-batterier visade sig vara den minst kostsamma för samtliga typfall, se resultatavsnittet. Av denna anledning har denna teknik markerats genomgående i detta avsnitt. I graferna för NPV visas 0,25C-batterier som heldragna grafer medan andra batterikonfigurationer visas som streckade grafer för att ge ett spann av möjliga utfall vid andra teknikval.

4.4.1 NPV av lösningar i Grums

Analysen inleddes med att undersöka NPV för tre olika lösningar: nätinvestering, brygglösning och flexibilitet för typfallet i Grums. Inledningsvis analyseras hur lönsamheten i NPV påverkas av olika ledtider för nätinvesteringen. I figur 34 visas NPV för de olika lösningarna samt brytpunkterna för lönsamheten då ledtider varierar. Tiden för att få flexibilitetslösningen på plats har genomgående antagits vara 0,5 år.

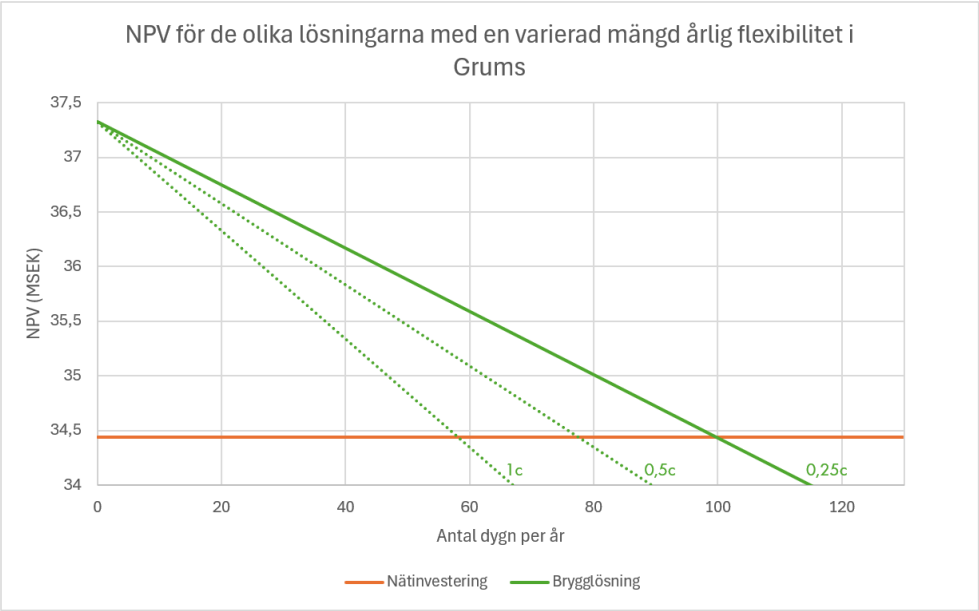
För att visa hur olika teknikval spelar in på lönsamheten har de årliga flexpriserna för tre olika batteritekniker plottats i figuren: 1C, 0,5C samt 0,25C. De årliga flexpriserna som använts för batteritekniker motsvarar en kontraktering för varje dygn med ett flexibilitetsbehov, det vill säga 33 dygn per år. Då 0,25C-batterier visas vara mest lönsamma har dessa markerats.



Figur 34: NPV över 50 år för lösningar med varierande ledtider för Grums.

När ledtiden för nätinvesteringen överstiger 0,5 år framstår en brygglösning som det mer lönsamma alternativet, oberoende av vilken teknik som används. Vid fem års ledtid visar 0,25C-scenariot ett NPV på 34,88 miljoner kronor, vilket ger en ökat värde för Ellevio på 5,26 miljoner kronor jämfört med nätförstärkning. Lösningen med endast flexibilitet blir mer lönsamt än en nätförstärkning först efter cirka åtta års ledtid. Med störst sannolikhet kommer ledtiden för ett sådant typfall aldrig uppgå i 8 år, vilket tyder på att flexibilitet som permanent lösning sällan är lönsam.

Lönsamheten har vidare studerats beroende på mängden kontrakterad flexibilitet årligen. Behovet av flexibilitet kan skilja sig åt beroende på både omfattningen av problemet och utformningen av kontrakteringen. I analysen antas en ledtid på 2 år för nätinvesteringen, vilket motsvarar den faktiska tidsplanen i Grums. För flexibilitetslösningen antas en betydligt kortare ledtid på 0,5 år, vilket innebär en tidsskillnad på 1,5 år där flexibilitet kan användas som en temporär lösning. I figur 35 jämförs NPV för brygglösningar med olika batterikonfigurationer mot en traditionell nätinvestering. Figuren visar alltså vid vilken nivå av kontrakterad flexibilitet som brygglösningen blir mer lönsam än en nätförstärkning. Flexibilitet som permanent lösning har utelämnats i figuren eftersom dess NPV är avsevärt lägre än för övriga alternativ och är därmed inte aktuell ur ett lönsamhetsperspektiv.



Figur 35: NPV över 50 år för lösningar med olika mängder flexibilitetskontraktering för Grums.

Resultaten visar att en brygglösning genererar högre NPV över en 50-årsperiod jämfört med att enbart genomföra nätförstärkningen förutsatt att flexibilitetsbehov inte överskrider ett visst antal dagar. Figur 35 visar att en brygglösning har ett högre NPV så länge flexibilitetsbehovet inte överskrider 100 dagar per år, för den mest lönsamma batterilösningen med ett 0,25C-batteri. För 0,5C och 1C ligger brytpunkterna runt 78 respektive 59 dagar. Det är dock viktigt att notera att det verkliga årliga flexibilitetsbehovet i området är betydligt lägre, endast 33 distinkta dagar per år. Alltså visar resultaten att en brygglösning är mer lönsam för det verkliga fallet i Grums. Under dessa omständigheter i Grums genererar brygglösningen ett positivt NPV-tillskott på 1,93 miljoner kronor jämfört med nätförstärkning som åtgärd.

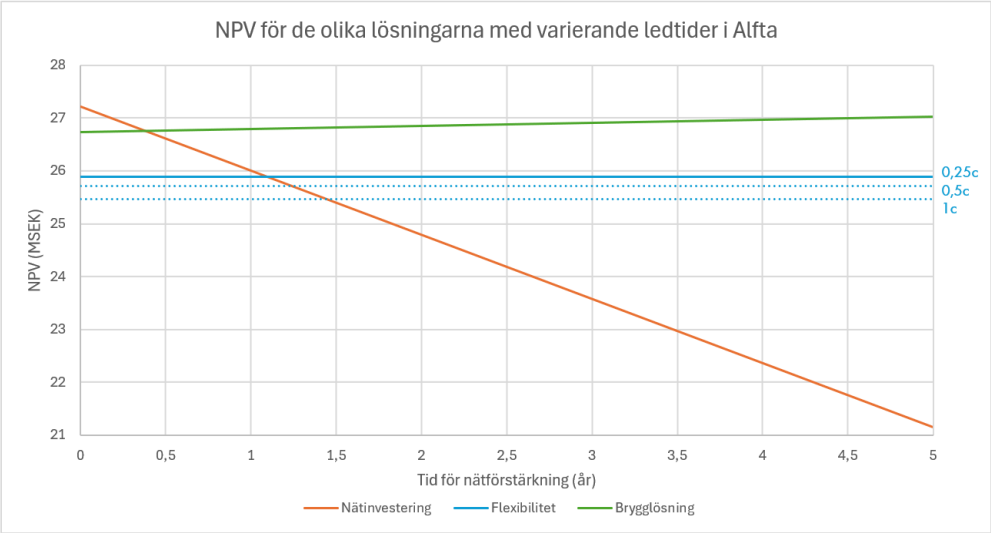
Nedstyrning har tillämpats på typfallen, vilket har medfört förändrade dimensioneringskrav för både batterilagring och flexibilitetsbehov. Detta har i sin tur påverkat kostnadsbilden för lösningarna. Genom att minska effekttopparna som orsakar överbelastning från 12 MWh till 8 MWh ökar lönsamheten för flexibilitetslösningen. Brytpunkten, där flexibilitet blir mer kostnadseffektiv än nätinvestering, inträffar då vid en ledtid på 6 år i stället för 8 år. Vidare kan behovet av kontrakterad flexibilitet uppgå till 90–150 dagar per år, i kontrast till 60-100 dagar utan nedstyrning. En komplett presentation av resultaten återfinns i form av figurer och tabeller i appendix.

4.4.2 NPV av lösningar i Alfta

NPV-analysen av de olika lösningarna genomfördes därefter för typfallet i Alfta. Analysen inleddes med att undersöka NPV för tre olika lösningar: nätinvestering, brygglösning och flexibilitet, där ledtiden för nätinvesteringen varierades.

I figur 36 redovisar brytpunkter för lönsamheten då ledtiden för nätinvesteringen varierar. Både flexibilitet och brygglösningar redovisas för tre batterikonfigurationer: 1C, 0,5C och 0,25C. Batterikonfigurationen med C-tal 0,25 markeras då det är den mest fördelaktiga lösningen. Vid en ledtid för nätinvesteringen över 0,5 år visar en brygglösning sig konstant vara mest lönsam. I detta typfall visas dock flexibilitet som permanent lösning sig vara nästintill lika lönsam. För lösningen med enbart flexibilitet ses en brytpunkt där den blir mer lönsam än nätinvesteringen vid en ledtid på redan 1 år. NPV för nätinvesteringen minskar kraftigt

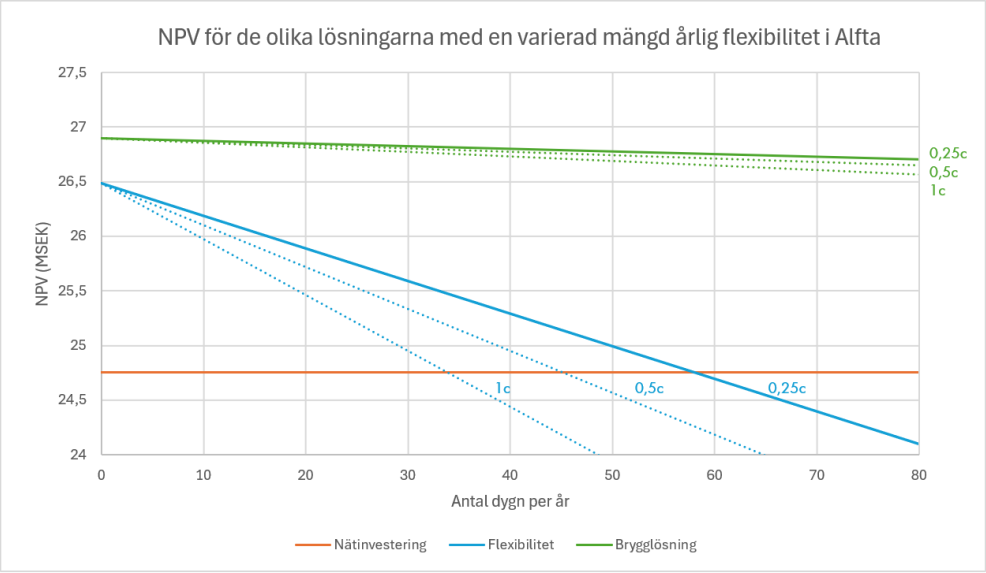
vid en ökad ledtid. Vid en ledtid på 5 år skiljer sig nätinvesteringen och brygglösningen med 5,81 miljoner kronor.



Figur 36: NPV över 50 år för olika ledtider för nätförstärkningen i Alfta

Vidare analyseras hur mängden kontrakterad flexibilitet påverkar NPV av de olika lösningarna. Behovet av flexibilitet kan skilja sig åt beroende på både omfattningen av problemet och utformningen av kontrakteringen. I analysen antas ledtiden vara 2 år för nätinvesteringen, vilket motsvarar den faktiska tidsplanen i Alfta. För flexibilitetslösningen antas en betydligt kortare ledtid på 0,5 år, vilket innebär en tidsskillnad på 1,5 år där flexibilitet kan användas som en brygglösning.

I figur 37 jämförs NPV av de olika lösningarna då mängden årligt kontrakterad flexibilitet varieras. Figuren visar alltså vid vilken nivå av kontrakterad flexibilitet som flexibilitetslösningarna blir mer lönsamma än en nätförstärkning. Brygglösningarna visar sig genomgående vara den mest lönsamma lösningen med högst NPV. I det här fallet har flexibilitetslösningen ett högre NPV vid kontrakteringar bestående av mindre än 35-58 dagar beroende på batteriteknik. Detta innebär att om behovet understiger dessa nivåer, är det mer lönsamt att använda flexibilitet som permanent lösning i kontrast till att förstärka nätet. I verkligheten uppgår behovet i Alfta endast till 20 distinkta dagar, vilket stärker detta resultat. Ett 0,25C-batteri är mest lönsam och ger därmed upphov till att mer flexibilitet kan kontrakteras för per år.



Figur 37: NPV över 50 år för olika mängder kontrakterad flexibilitet i Alfta

Nedstyrning av de mest krävande energisekvenserna i Alfta har lett till mer fördelaktiga brytpunkter för lönsamhet. Flexibilitet kan kontrakteras under 170–290 dagar per år och fortfarande utgöra en ekonomiskt lönsam permanent lösning. Se appendix för resultaten kopplade till detta.

4.5 Jämförelse av effektabonnemang och flexibilitetslösning

I den här analysen jämförs årliga kostnader för olika sätt att hantera effekttoppar vid ett begränsade effektabonnemang från överliggande nät. Denna analys utförs för typfallet i Täby. Inledningsvis jämförs nuvarande effektabonnemang med tillhörande övertrasseringsavgifter mot ett alternativ där flexibilitet används för att undvika dessa avgifter. Vidare utvärderas scenarier med höjda abonnemang, vilket minskar både straffavgifterna och behovet av flexibilitet. Jämförelsen syftar till att belysa kostnadsbalansen mellan flexibilitet och övertrasseringsavgifter vid olika nivåer på effektabonnemanget.

Effektabonnemang 18 MW:

För fördelningsstationen i Arninge Nord med ett abonnemang på 18 MW mot Vattenfall är kostnaden för övertrasseringsavgiften 1,23 MSEK och effektabonnemanget 3,852 MSEK. Den totala kostnaden för dessa två uppgår därmed till 5,082 MSEK. I tabell 23 presenteras de årliga flexkostnaderna för att hantera övertrassering mot effektabonnemanget på 18 MW. Dessa kostnader kan jämföras med övertrasseringskostnaden på 1,23 MSEK. Flexibilitet visar sig vara mer lönsamt för batterikonfigurationer med 0,5C samt 0,25C batterier vid en kontraktering baserat på cykler.

Tabell 23: Årligt flexpris för olika batterikonfigurationer och kontrakteringsformer vid effektabonnemang på 18 MW.

Kontraktering	1C batteri (MSEK)	0,5C batteri (MSEK)	0,25C batteri (MSEK)
13 cykler	1,33	0,99	0,77
55 dagar	5,61	4,21	3,27

Effektabonnemang 20 MW:

För fördelningsstationen i Arninge Nord med ett höjt abonnemang till 20 MW mot Vattenfall är kostnaden för övertrasseringsavgiften 0,370 MSEK. Med en höjning av effektabonnemanget på 2 MW ökar kostnaden på abonnemanget med 0,428 MSEK. Den totala kostnaden för detta alternativ är därmed 4,650 MSEK. I tabell 24 presenteras kostnaden för att höja abonnemanget till 20 MW samt de årliga flexkostnaderna för att hantera övertrassering mot detta effektabonnemang. Dessa kostnader kan jämföras med övertrasseringskostnaden samt kostnaden för abonnemangshöjning. Det motsvarar en total kostnad på 0,798 MSEK. Att använda sig av flexibilitet som komplement till att höja abonnemanget visar sig i de flesta fall vara mest lönsamt.

Tabell 24: Årligt flexpris adderat med kostnad för höjt abonnemang till 20 MW, för olika batterikonfigurationer och kontrakteringsformer.

Kontraktering	1C batteri (MSEK)	0,5C batteri (MSEK)	0,25C batteri (MSEK)
3 cykler	0,61	0,56	0,53
8 dagar	0,91	0,79	0,71

Effektabonnemang 22 MW:

För fördelningsstationen i Arninge Nord med ett abonnemang på 22 MW mot Vattenfall uppstår ingen övertrassering av abonnemanget. Med en höjning av effektabonnemanget på 4 MW ökar kostnaden på abonnemanget med 0,856 MSEK till totalt 4,708 MSEK.

4.5.1 Tolkning av ekonomisk jämförelse i Täby

I typfallet Täby har de årliga kostnaderna för flexibilitet jämförts med övertrasseringskostnader för områdets befintliga effektabonemng på 18 MW. Enligt simuleringar skulle de tillkommande effekttopparna medföra

en extra kostnad på cirka 1,23 MSEK per år. De motsvarande kostnaderna för att istället hantera dessa effekttoppar med batterienergilager resulterar i en liknande prisbild. Det visar sig endast vara ekonomiskt lönsamt vid en kontraktering på 13 cykler och en batterikonfiguration med C-tal 0,5 eller 0,25.

En mer lämplig lösning skulle kunna argumenteras vara att höja effektabonnemanget till en viss gräns och applicera en flexibilitetslösning på få topplasttimmar. Det befintliga effektabonnemanget, i kombination med de tillkommande lasterna, medför att batterienergilagret behöver aktiveras frekvent och under energikrävande perioder, vilket leder till höga kostnader. Ett höjt abonnemang till 20 MW innebär att flexibilitet endast behöver kontrakteras för 0,5% av årets timmar vilket leder till en mer ekonomiskt lönsam lösning, i kontrast till upptill 6% av årets timmar vid ett effektabonnemang på 18 MW. Kostnaden för att höja abonnemanget till 20 MW tillsammans med de lägre övertrasseringskostnaderna resulterar i en kostnad på 0,8 miljoner kronor. Att istället höja abonnemanget och kontraktera för flexibilitet vid övertrassering resulterar i de flesta scenarierna i en mer prisvärd lösning, kan resultera i mer prisvärda lösningar, enligt tabell 21. En abonnemangshöjning till hela 22 MW hade resulterat i en årlig kostnad på 0,86 MSEK. Här dimensioneras effektabonnemanget utifrån det högsta årliga effektuttaget vilket kan argumenteras vara en mer tillförlitlig lösning då metoden är beprövad. Att istället höja abonnemanget till endast 20 MW och använda sig av kontrakterad flexibilitet för ett fåtal timmar kan enligt vår ekonomiska uppskattning vara mer lönsamt. I vissa fall kan det ta lång tid att höja ett effektabonnemang, särskilt om det rör sig om stora mängder effekt. Det kan alltså va ett lämpligt alternativ att använda flexibilitet under tiden en abonnemangshöjning genomförs.

Sammanfattningsvis visar resultaten att det i de flesta fall är mest kostnadseffektivt att höja effektabonnemanget till 20 MW, istället för till 22 MW. De få timmar som överstiger 20 MW hanteras då med flexibilitet, exempelvis från ett batterilager. Att höja abonnemanget hela vägen till 22 MW skulle visserligen innebära att alla effekttoppar täcks utan behov av flexibilitet, men detta alternativ medför högre årliga kostnader och är därmed mindre ekonomiskt fördelaktigt.

5 Diskussion

5.1 Övergripande resultat och slutsatser kring flexibilitet

Resultaten från denna studie visar att flexibilitet som permanent lösning generellt inte är det mest ekonomiskt fördelaktiga sättet att hantera kapacitetsbrist, särskilt inte i typfall som Grums där överbelastningssekvenserna är långa och energikrävande. Däremot kan flexibilitet vara en relevant brygglösning, det vill säga en temporär lösning som komplement under tiden en nätförstärkning planeras och genomförs. Resultaten visar att flexibilitet som brygglösning inför en nätförstärkning genomgående är den mest lönsamma lösningen sett till 50 år. Vidare visar resultaten att en batterikonfiguration med 0,25C-batterier är mest ekonomiskt lönsamma för alla typfall. Detta eftersom att längre sekvenser av urladdning kräver en längre uthållighet från batteriet. En kortare uthållighet innebär att man måste öka den installerade effekten för att klara de mest energikrävande samt tidskrävande urladdningarna.

I Alfta uppstår överbelastning under ett mycket begränsat antal timmar per år och överbelastningen utgör en liten andel av årets totala energiflöde. Belastningen ligger alltså nära gränsen för vad nätet klarar utan att överskrida märkströmmen i någon större utsträckning. Under dessa förutsättningar framstår både brygglösning och permanent flexibilitet som ekonomiskt försvarbara alternativ. Den låga belastningsfrekvensen och de korta sekvenserna gör att en ren flexibilitetslösning kan närma sig brygglösningens NPV. Trots att nätförstärkningen i Alfta inte är särskilt kostsam leder höga förlorade intäkter vid fördröjd anslutning till att flexibilitet snabbt blir mer lönsamt redan vid korta ledtider.

Det är också viktigt att betona att resultaten i denna studie bygger på förenklade NPV-beräkningar i en sluten modell, vilket innebär vissa begränsningar. Bland annat antas ett konstant behov av flexibilitet över hela analysperioden på 50 år, trots att behovet sannolikt förändras över tid och i många fall ökar till följd av elektrifiering och allmän tillväxt i området. Vidare analyser behöver alltså utföras om flexibilitet är en ekonomiskt lönsam lösning då ett ökat flexibilitetsbehov uppstår. Resultaten visar däremot att flexibilitet kan appliceras som en ekonomisk lönsam lösning tills behovet ökar, i typfall såsom Alfta.

I Grums är överbelastningens omfattning större i relation till Alfta, både vad gäller energimängd och antal timmar per urladdning. Flexibilitet bedöms i detta fall inte som en långsiktigt hållbar lösning. I sådana typfall bör en kapacitetshöjande nätförstärkning påbörjas, dels ur ett ekonomiskt perspektiv och dels för att säkra upp för framtida ökningar av effektuttag. En avgörande faktor är hur dagens intäktsreglering är utformad då den gynnar traditionella nätinvesteringar, eftersom nätbolag tillåts göra avkastning på dessa kostnader. Flexibilitetslösningar omfattas däremot inte av samma möjlighet till avkastning, vilket gör att de får svårt att konkurrera med nätförstärkningar som långsiktig lösning. I typfall som Grums bör dock flexibilitet övervägas som temporär lösning under tiden för nätutbyggnad, det vill säga som en brygglösning. Det visar sig genomgående vara den mest ekonomiska lösningen, förutsatt att den årliga flexibilitetskostnaden är lägre än de intäkter som genereras från nyanslutna kunder. På så sätt skapas ett positivt kassaflöde under de år brygglösningen implementeras. Vidare är flexibilitet som brygglösning ett intressant alternativ om det finns ett behov av att snabbt möjliggöra nya kundanslutningar, exempelvis för att säkerställa kundnöjdhet. Dessa parametrar kan argumenteras väga upp vid typfall där flexibilitetskostnaden är hög till följd av hög överbelastning. Ett negativt kassaflöde under ledtiden har begränsad påverkan på NPV över en 50-årsperiod, vilket för sådana typfall resulterar i en avvägning mellan att möjliggöra en snabbare anslutning och att acceptera ett något lägre NPV.

Jämförelsen mellan typfallen visar att brygglösningar med flexibilitet är särskilt attraktiva när behov av anslutningar uppstår snabbt och ledtiden för nätförstärkning är lång. Detta bygger dock på att flexibilitet kan implementeras snabbt hos nätbolaget, vilket kräver effektiva och snabba interna processer för att ansluta flexibilitetsresurser. Lönsamheten för flexibilitetslösningar, likväl temporära som permanenta, bygger på att nätbolaget får tillgodoräkna intäkter från nyanslutna kunder innan en nätinvestering. En sådan möjlighet finns ofta i praktiken och bygger på ett underskott i intäktsramen enligt gällande regelverk.

I Täby, med ett nuvarande inkommande effektabonnemang på 18 MW, är överbelastningen både mer frekvent och långvarig. En större andel av årets energiflöde överskrider abonnemanget, vilket gör att flexibilitet som primär lösning inte framstår som tillräckligt robust eller ekonomiskt försvarbar. De dimensioner som skulle krävas för ett batterienergilager är mycket omfattande. I detta fall är en höjning av effektabonnemanget till 20 MW att föredra, vilket reducerar överbelastningen till ett mindre antal korta sekvenser. Därmed blir det möjligt att använda flexibilitet på ett kostnadseffektivt sätt som komplement, snarare än som huvudlösning. Lösningen visar sig vara den mest kostnadseffektiva lösningen även i kontrast till att höja abonnemanget för att täcka alla effekttoppar på 22 MW. Att hantera överskridande av effektabonnemang med flexibilitet kan också fungera som brygglösning under tiden det nya abonnemanget etableras. En sådan höjning av effektabonnemang från överliggande nät kan emellertid vara en tidskrävande process.

Slutligen bör det betonas att intäktsregleringen har ett stort inflytande på lönsamheten för de olika lösningarna. Nätinvesteringar ger avkastning för nätbolag, medan intäkter från flexibilitetslösningar som rörliga kostnader inte behandlas likvärdigt i regelverket. Detta gör att flexibilitet som permanent lösning sällan överträffar nätförstärkning i NPV ur nätägarens perspektiv. Däremot, ur ett samhällsekonomiskt perspektiv, kan flexibilitet medföra betydande fördelar. Såsom snabbare anslutningar och bättre utnyttjande av befintlig nätkapacitet.

Det framgår också av analysen att batteriets placering är avgörande, eftersom det behöver installeras i närheten av den del av elnätet där kapacitetsproblemet uppstår. Man strävar då vanligtvis efter en placering så nära slutanvändningen som möjligt. I syftet att undvika förstärkning av en specifik kabel måste batteriet placeras nedströms i kabeln, då man annars inte uppnår den avsedda avlastningen. Detta skapar praktiska begränsningar i form av tillgång på fysisk plats samt krav på att hantera säkerhetsaspekter såsom brandrisk. Batterienergilager är generellt utrymmeskrävande och medför utmaningar sett till infrastruktur och regulatoriska krav, såsom krav på tillräcklig yta, bullerstörningar, bygglovsprocesser samt uppfyllande av brandsäkerhetskrav. Med anledning av dessa faktorer kan placering i tätbebyggda områden bli problematiskt. Själva placeringen i elnätet är flexibel för batterier så länge inte oacceptabla spänningsvariationer uppstår på grund av installationen. För deltagande på stödtjänstmarknader är placeringen generellt inte begränsad till en specifik plats eller spänningsnivå. Därmed kommer batterier som placeras med syftet att hantera kapacitetsbrist även kunna ingå på stödtjänstmarknader för att hantera frekvensreglering, samt allmän handel av el.

5.2 Osäkerheter i modellval och resultat

Resultaten i NPV-analysen bygger på ett årligt uppskattat värde av flexibilitetskostnaden vilket medför en del osäkerheter. I kalkylen antas att nätbolaget betalar för hela dygn då flexibilitet efterfrågas, vilket ger en konservativ uppskattning av kostnaden. Detta görs med grund av att batterilagret kan användas på flera marknader, vilket gör att flexibilitetstjänsten måste konkurrera med dessa. Det är även av stor vikt för nätbolaget att säkra upp en effektreserv under de tidsspann då en överbelastning kan komma att ske vilket kan leda till en högre prisbild. Dygnsbaserad kontraktering förenklar prissättningen och undviker behovet av att förutsäga exakta timmar med överbelastning. I det årliga flexpriset kontrakteras alltid maxeffekten vid alla tillfällen ett behov uppstår. Eftersom modellen därmed bygger på ett ”worst-case”-scenario med höga kostnader för flexibilitet är det sannolikt att den faktiska kostnaden är lägre och därmed att flexibilitet är en mer lönsam lösning för nätbolaget än vad resultaten antyder.

Den antagna prisnivån för flexibilitet baseras på interna uppskattningar från Ellevio, grundade på kostnader i tidigare marknader för flexibilitet och stödtjänster, och har hållits konstant i modellen. Eftersom en etablerad marknad för flexibilitetstjänster ännu saknas, kan det faktiska priset komma att skilja sig avsevärt. En framtida analys bör därför göras när faktiska marknadspriser finns tillgängliga; metoden från detta arbete kan då användas som grund.

Analysen baseras på data från endast ett år, utan att beakta variationer över flera år. Det valda året kan dessutom ha präglats av ovanligt kallt eller varmt väder, vilket påverkar belastningsprofiler och därmed flexibilitetsbehovet. För att bättre förstå flexibilitetens omfattning och kostnader bör vidare studier inkludera flera år med olika klimat och belastningsförhållanden. Detta kan visa hur flexibilitetsbehov och kontrakteringar varierar över tid och hur dessa faktorer påverkar prisbilden. En utvecklad, prediktiv modell som kan förutsäga när och hur överbelastningar uppstår skulle också vara värdefull för att förbättra prissättning. Sådana analyser skulle kunna minska osäkerheten och ge en mer realistisk bild av flexibilitetens ekonomiska potential.

5.3 Flexibilitet och villkorade avtal

Flexibilitet i form av batterienergilager har även analyserats i kombination med nedstyrning i samtliga typfall. Detta resulterar i högre lönsamhet för en flexibilitetslösning till följd av mindre dimensioner på batterienergilagret. Det är sannolikt att en kombination av olika typer av flexibilitet skulle kunna ge ännu bättre ekonomiska resultat.

I dagsläget är villkorade avtal och nedstyrning en metod som förekommer inom nätbolag för att möjliggöra nya anslutningar i områden där kapacitetsbrist uppstår. Villkorade avtal är en relativt beprövad metod och för flexibla kunder såsom laddstationer finns goda förutsättningar för denna metod att tillämpas. Däremot är villkorade avtal inte marknadsbaserade och vid aktivering av dessa har kunden ingen chans till motsättande. Om villkorade avtal blir allt mer vanligt förekommande kommer det finnas ett ökad behov av kommunikation mellan kunder och nätbolagen. För företag som är verksamma i flera regioner med olika nätbolag kan denna kommunikation komma att öka arbetsbördan och administrationen. Detta är något som kan förbättras med en standardisering av kommunikationsprotokoll.

Koordination och den administrativa bördan visade sig i pilotprojekt för flexibilitetsmarknader även vara ett hinder för deltagande företag eftersom automationsnivån var låg. Brist på kompetens inom de deltagande företagen och osäkerheten kring möjligt deltagande på flera marknader visade sig vara ytterligare utmaningar i pilotprojektet Uppflex. Till skillnad från villkorade avtal kan dock flexibilitet upphandlas på marknadsbaserade grunder, och eventuell nedstyrning där effekttillgången begränsas kan också upphandlas. Även om villkorade avtal är en effektiv och relativt beprövad metod för att öka kapaciteten i nät och därmed underlätta nya anslutningar kan flexibilitet komma att bli ett värdefullt komplement. Det finns anledning att ligga i framkant med nya metoder för att kunna utnyttja dem när det är mer lönsamt.

Det är tänkbart att flera olika typer av lösningar kommer att tillämpas för att bemöta den växande kapacitetsutmaningen. I nät där överskridning av kapacitetsgränser ofta förekommer i långa sekvenser kan det eventuellt finnas motivering att tillämpa villkorade avtal vid nyanslutningar i kombination med flexibilitetslösningar som ett komplement.

5.4 Mjuka parametrar

Vid ett eventuellt deltagande på en flexibilitetsmarknad finns olika mjuka parametrar som bör beaktas. Det kan exempelvis röra sig om kundnöje. Om flexibilitet används i syfte att öka kapaciteten i ett nät kan det leda till kortare ledtider för nya anslutningar och kapacitetshöjningar där nätförstärkningar annars hade krävts. Detta kan tänkas leda till ett ökat kundnöje och upplevd servicekvalitet. En annan mjuk parameter skulle kunna röra acceptans och tillit. Om frågor som nätstabilitet övergår till att bli delvis marknadsgrundade är det möjligt att tänka sig en viss försiktighet bör tillämpas. Eftersom elnätet är en kritisk infrastruktur och nätbolag som Ellevio har monopol behöver nya lösningar och processer övervägas med noggrannhet. En viss tveksamhet skulle av dessa anledningar kunna uppstå. Ellagen säger att anslutningar ska genomföras inom skälig tid och är ofta inom 2 år. Anslutningsplikten och kundvärdet kan ses som motivering till att genomföra tidigare anslutningar och därmed tala för flexibilitet och för brygglösningar med flexibilitet även om NPV

för en nätinvestering skulle vara högre. Då skulle eventuella brytpunkter för flexibilitet och nätinvesteringar inte nödvändigtvis vara den avgörande faktorn för vilken lösning som väljs.

5.5 Flexibilitetstjänster och upphandling

På en framtida flexibilitetsmarknad kan flera olika flexibilitetstjänster tillämpas. Presenterade resultat från simulering av olika flexibilitetskontrakt är baserade på kostnader för batterier av typerna 1C, 0,5C och 0,25C. Skulle istället andra tjänster kontrakteras är det tänkbart att andra kostnader för kontrakten skulle användas, vilket skulle resultera i andra brytpunkter för lönsamheten hos flexibilitet och nätinvesteringarna. Andra möjliga flexibilitetstjänster är bland annat ökad lokal produktion från exempelvis kraftvärmeverk och andra produktionsenheter, styrning av elbilsladdning och användande av elbilar som tillfälligt kan mata tillbaka el till nätet via vehicle-to-grid-lösningar och så vidare. Dessutom kommer flexibilitetskontrakten antagligen behöva upphandlas på ett icke-diskriminerande sätt av en tredje part utan favorisering av tekniker, lösningar eller företag. Detta innebär att nätbolagen själva inte kommer kunna bestämma vilka tekniker eller företag som tillämpas för att bibehålla teknikneutralitet. Av dessa anledningar kan priserna för flexibilitetskontrakten se ut på olika sätt vilket kan komma att påverka lönsamheten för användningen av flexibilitet som ett alternativ till eller brygglösning innan en nätförstärkning.

Ytterligare en faktor som kan påverka prissättningen på flexibilitetskontrakten är utformningen på upphandlingen av tjänsten. Om upphandlingen kan genomföras på timbasis är det rimligt att kostnaderna för flexibiliteten är annorlunda från om längre perioder kontrakteras för. Detta förutsätter att behovet av flexibilitet kan predikteras på ett effektivt sätt. För att kunna förutsäga när kapacitetsbrist och därmed ett behov uppstår kan mätdata från nätstationer, transformatorer och andra nätkomponenter behövas. Områden med en stabil efterfrågeprofil kan underlätta prediktionen genom att utgå från historiska belastningsmönster. Även väderdata och prognoser kan vara en kritisk del i att avgöra behoven. Här finns möjligheter att använda artificiell intelligens för att förbättra och effektivisera processen och är något som framtida studier kan undersöka. Tidsupplösningen på upphandlingen skulle kunna ses som en avvägning planeringssäkerhet och kostnadseffektivitet. En mer långsiktig kontraktering kan innebära att kapacitet finns tillgänglig när den behövs, som vid förutsägbara belastningstoppar. Däremot finns risk för att man upphandlar outnyttjad kapacitet. Korttidsupphandling kan vara kostnadseffektivt i områden med goda tillgångar till flexibilitetsresurser, men skulle kunna innebära en större osäkerhet i tillgänglighet och potentiellt höga priser vid kritiska tillfällen.

För etableringen av lokal flexibilitetsmarknad finns vissa utmaningar och förutsättningar. För att skapa en dynamisk och välfungerande marknad krävs att tillräckligt många avrop finns. En utmaning här är att få in tillräckligt många ägare av flexibilitetsresurser som vill delta, och tillräckliga incitament för dessa aktörer behöver finnas. Tidigare pilotprojekt har visat att några av anledningarna till deltagande varit ett intresse av hållbarhetsfrågor, möjligheten till ekonomisk ersättning och viljan att öka kunskapen om flexibilitet. Många av aktörerna uppgav efter genomförda pilotprojekt att en låg automationsnivå på bud och avrop ökade de administrativa kostnaderna blev för höga för att motivera deltagande.

Vidare kan kostnader tillkomma vid inköp av eventuell styrutrustning. Det visade sig även råda viss osäkerhet och förvirring gällande möjligheten att delta på flera olika marknader. Ett sätt att öka incitamenten för ägare av flexibilitetsresurser kan därför handla om en standardisering av tekniska lösningar för kommunikation och styrning av flexibilitetsresurser. Det på har på tidigare marknader uppstått en missuppfattning om att det är mer lönsamt att delta på stödtjänstsmarknaden än en eventuell lokal flexibilitetsmarknad på grund av den större mängden avrop. Detta bör också förtydligas för ägare av resurserna. Sett till volympriserna på flexibilitetsmarknader är de ofta relativt höga, och på många av dessa finns det även möjlighet för tillgänglighetsersättning. Detta är information som skulle kunna öka incitamenten till deltagande och som bör förtydligas. Ett antagande som gjorts i den ekonomiska modellen är att ersättning ges för hela dagen det dygn avropet sker även om det endast rör sig om en kort sekvens. Detta innebär att ersättningen för flexibilitetsmängden är relativt hög. Förutsättningarna för flexibilitetsmarknader ser dessutom olika ut i olika nätområden. Om det i ett område finns för få flexibilitetsresurser och därmed få avrop ökar risken

att buden blir få och dyra. Detta skulle resultera i problematik att etablera en marknad, eftersom dyra bud minskar motiveringen för nätbolag att köpa flexibiliteten. Även i områden med låga eller sporadiska flexibilitetsbehov försvårar möjligheterna att etablera en marknad, eftersom en låg likviditet innebär en ineffektiv och icke-dynamisk handelsplattform.

5.6 Förutsättningar för flexibilitet

En förutsättning för flexibilitetsmarknader rör möjliggörare. Detta innebär att när nätägare uttrycker ett behov av flexibilitet måste ägaren av den deltagande resursen kunna reagera och leverera den avropade effekten. Detta förutsätter att det finns tillräckligt med information och tekniska möjligheter för dem. Alltså kommer det behöva finnas IT-stöd och kommunikation på marknaden, vilket för Ellevio innebär nya processer. En annan utmaning handlar om valideringsprocesser. Efter deltagande i Sthlmflex visade det sig att mängden flexibilitet som Ellevio upphandlat inte motsvarade den aktiverade mängden. Detta är en process som måste utvecklas och förbättras inför deltagande på flexibilitetsmarknader.

Enligt elmarknadsdirektivet (2019/944 (EU)) ska medlemsländerna ta fram utformningen av flexibilitetsmarknader genom att införa regler och lagar som möjliggör marknadshandeln. Flexibiliteten ska även upphandlas med marknadsmässiga metoder och tillgängliga tjänster specificeras och godkännas av ansvarig tillsynsmyndighet. Om upphandlingen måste ske på ett icke-diskriminerande sätt med en teknikneutralitet kommer Ellevio och andra nätägare inte kunna välja vilken typ av flexibilitetsresurs som tillämpas. På flexibilitetsmarknader sker bud och anrop anonymt där det mest kostnadseffektiva budet vinner. I praktiken innebär detta att det inte nödvändigtvis kommer vara de typer av batterier som undersökts som flexibiliteten köps av på en sådan marknad. Pilotprojektet Coordinet visade att det är möjligt för nätägare att med flexibilitet minska överbelastningar i nätet, men att det inte är en enhetlig lösning för alla problem (Etherden, Ruwaida och Hansson, 2022). För vissa nät där överbelastning och flaskhalsar frekvent uppstår kan det finnas anledning att förstärka nätet och bygga bort problematiken. Även detta projekt pekade på utmaningarna i att säkerställa en tillräcklig likviditet i marknaderna samt tillräckliga incitament för deltagande. Utformningen av flexibilitetsmarknader i Sverige är ännu under utveckling och är inte fullt etablerad.

Eftersom regleringen inte än är framtagen är nätägarnas roller och ansvarsområden inte bestämda, men kan i en framtida lokal flexibilitetsmarknad komma att påverka hur Ellevio och andra nätägare genomför interna processer. En standardisering av marknadsplatserna för flexibilitet skulle enligt Svenska kraftnät (2023) underlätta skapandet av ramverk som deltagare kan förhålla sig till, något som kan ge ytterligare incitament till deltagande. Även en etablering av en elmarknadshubb eller liknande skulle kunna underlätta processer för utbyte av data och information mellan olika aktörer. Detta är något som skulle kunna effektivisera de interna processerna inom Ellevio. Det kan även vara något som effektiviserar arbetet för aggregatorer, eftersom sådant som information och data om verifiering och eventuella fullmakter kan hanteras. Detta skulle potentiellt kunna möjliggöra snabbare kontraktering av flexibilitet och därmed öka den tillgängliga kapaciteten. Eftersom flexibilitetsmarknader i dagsläget är begränsade till pilot-och demonstrationsprojekt saknas en långsiktighet för dessa typer av marknader. Detta är något som hindrar deltagande av flexibilitetsresurser, eftersom man i vissa fall behöver investera i nödvändig teknik som kan vara svårt att motivera för tillfälliga projekt. Detta innebär en utmaning då tillräckligt många avrop är en central del i en välfungerande och dynamisk flexibilitetsmarknad. Vid en etablerad marknad är det möjligt att dessa typer av investeringar blir mer motiverade, och därmed ökar mängden deltagare. Ytterligare ett incitament som skulle kunna öka flexibilitetsleverantörer att delta på marknaden och i längden öka dess likviditet är en ökad integration med andra marknader som stödtjänstmarknaden. Skulle det visa sig att mängden flexibilitet tillgänglig är outnyttjad kan den istället användas på övriga marknader vilket i längden kan öka avropen på flexibilitetsmarknaden och ge ytterligare incitament för deltagande, något som Svenska kraftnät (2023) lyfter. Det är möjligt att eventuella åtgärder för främjande av flexibilitet kan förändras med eventuella förtydligar eller nya direktiv i framtida förordningar och regelverk för flexibilitet.

Genom att ha kortare tidsintervall och högre tidsupplösning i avtal för kunder kan incitamentet att öka

flexibiliteten hos förbrukare förbättras, något som Svenska kraftnät utreder. Denna typ flexibilitet kan ses som implicit, och skulle även kunna ökas med dynamiska prismodeller för elnätstariffer vilka i dagsläget är statiska. Med en ökad mängd implicit flexibilitet i elnätet frigörs mer kapacitet och är ett viktigt komplement till explicit flexibilitet för att motverka kapacitetsbrist.

Inom Ellevio skulle eventuellt anslutningsprocesser för flexibla resurser behöva utformas på ett annat sätt än för traditionella anslutningar. Eftersom flexibilitetsresurserna möjliggör utökad kapacitet och därmed bidrar med nytta till nätet finns argument för att ha kortare ledtider för dessa resurser. Detta skulle kunna genomföras via en förändrad turordning av anslutningar eller av en separat process. Detta är något som kommer att behöva förändras internt inom Ellevio och andra nätföretag. Däremot bör man ha de rådande kraven på icke-diskriminering i åtanke vid denna åtgärd för att säkerställa att anslutningsprocesserna fortsatt uppfyller regulatoriska krav och därmed inte medför obefogade särbehandling av olika aktörer.

5.7 Flexibilitet och nätförstärkning

Nätförstärkningar är en vanlig metod för att hantera kapacitetsbrist. Kostnaden för nätförstärkningar innefattar olika komponenter och kostnader baserat på förutsättningarna i nätet och hur stor förstärkningen behöver vara. Eftersom dessa förutsättningar är så fallspecifikt är det svårt att avgöra en allmän kostnad för nätförstärkningar. Något som kan driva upp kostnaderna är om man behöver byta ut transformatorer eller nätstationer. Även schaktkostnader på svår terräng kan bli mycket mer kostsamt än på normal, och det är generellt dyrare i tätbebyggelse och städer än på landsbygd. Med rådande reglerperiod är incitamenten för investeringar hög, eftersom det i hög grad finns ett fokus på kapitalkostnader. Detta leder till ett så kallat CAPEX-bias, där nätföretag gynnas av att genomföra kostnadsintentiva investeringar i nätet. I nästa reglerpeiod som kommer att fastställas hösten 2027 tror man att modellen för intäktsregleringen kommer att revideras, där bland annat kapitalvärderingsmetoden kommer att förändras så att verkliga kostnader tillämpas vilket kommer minska överkompensationer. Skulle man övergå från en kapitalvärderingsmetod till en förmögenhetsbevarande skulle faktiska anskaffningsvärden med en nominell WACC inkluderande inflation användas, och inte indexeras med den nuvarande normprislistan vilket leder till att investeringsriskerna av nya tekniker förflyttas från näföretaget till kunderna. En annan aspekt i den nya regleringen rör att anslutningsprojekten kan komma att ligga utanför intäktsramen, vilket innebär att anslutningsintäkter dras av från den totala kapitalkostnaden. Detta skulle kunna innebära en minskad lönsamhet för nätbolagen vid investeringar i nya anslutningar. En övergång från CAPEX-bias, där nätföretag endast får göra avkastningar på kapitalkostnader förväntas övergå till en modell baserat på totalkostnader, TOTEX. I nästa reglerperiod förväntas en omvärdering av effektiviseringskravet där kravet kan komma att gälla för den totala kostnaden. Kostnadseffektiviteten mellan elnätsföretagen skulle kunna komma att jämföras den nätbolag med högre effektivitet gynnas. Detta är något som kan främja alternativa lösningar såsom flexibilitet som bidrar till en högre effektivisering eftersom man strävar efter lägre totalkostnader.

I den framtagna modellen beskriven i metoden utgår beräkningarna från dagens reglerperiod. Detta leder till en viss utmaning i att jämföra investeringskostnader med flexibilitetslösningar, eftersom högre investeringskostnader genererar högre kapitalkostnader och därmed större lönsamhet. I en alternativ modell, som istället baseras på kommande reglerperiod, kan förutsättningarna för denna jämförelse förändras. Där skulle det vara möjligt att analysera hur olika nätinvesteringskostnader påverkar resultatet, och att i större utsträckning pröva olika scenarier för förstärkningsbehovet. På så sätt kan flexibilitet ställas i tydligare kontrast till konventionella nätförstärkningar.

Flexibilitet kan komma att bli mer lönsamt än nätförstärkningar för ett visst antal timmar kontraktering per år, något som resultaten från modelleringen visar. Däremot utgör nätförstärkningar en väl etablerat och väl förstådd lösning vars funktion och lönsamhet är känd över längre perioder som 50 år. Med flexibilitet kan tillfälliga kontraktering under 2 år förändras efter att den avtalade perioden är över, där både priser och mängden efterfrågad flexibilitet kan se annorlunda ut, något som bidrar till en mer osäker lösning. Det är även tänkbart att flexibilitetsresurser och aktörer inte kommer att vara jämt fördelade över olika nätområden

i landet. Efter att nätbolag publicerar nätutvecklingsplaner med signaler för flexibilitetsbehov återstår att se hur marknaden löser det och ägare av flexibilitetsresurser fördelas.

Om en nätförstärkning innefattar rasering av tidigare nätkomponenter innan dess regulatoriska livslängden är uppnådd kan det ha negativa konsekvenser för intäktsramen. Rasering påverkar värdet på kapitalbasen och därmed den tillåtna avkastningen nätbolag får ta ut från kunderna i framtida intäktsramar. De tillåtna intäkterna kan därmed minska vid rasering av nät, särskilt om tillgångarna raseras innan de är helt avskrivna och kan därmed ses som en förlorad framtida intäkt. Skulle en förstärkning av nät innefatta rasering av olika komponenter kan det därmed vara ytterligare incitament till att överväga flexibilitet.

Även om flexibilitet i vissa fall är en dyrare lösning än nätförstärkning kan det finnas skäl till varför den kan vara att föredra. En viktig aspekt som uppfylls med flexibilitetslösningar är att implementeringen skulle kunna ske snabbare än förstärkningar av nätet. Dessutom är flexibilitet i form av batterienergilager en skalbar och anpassningsbar lösning som kan justeras över tid och utifrån förväntade behov. Det kan även utifrån externa mål, policys eller ambitioner som gör flexibilitetslösningen mer attraktiv. Detta skulle kunna vara att främja lokala marknader, öka försörjningstryggheten i ett område eller bidra till bättre nätutnyttjande över tid.

5.8 Batterienergilager som flexibel resurs

Batterier besitter flera egenskaper som gör dem lämpade för att hantera kapacitetsproblem i lokala nät. De kan snabbt regleras och skalas upp eller ned i enlighet med behov, och har en snabb reaktionstid jämfört med produktionsanläggningar. Placeringen är möjlig nära belastningspunkter eller strategiska platser i nätet för att öka avlastningseffekten. Det är även möjligt att förflytta dessa resurser till områden de behövs. I takt med att batteritekniker utvecklas och blir billigare skulle kostnaderna för flexibilitet sett till denna resurs kunna förändras. Lägre kostnader för batterienergilager som en flexibel resurs bidrar till ökade chanser att just batterier används och kontrakteras.

Om flexibiliteten upphandlas genom kontrakt där en extern aktör bygger och driver ett batterilager i ett område med kapacitetsbrist uppstår vissa utmaningar, särskilt om batteriet främst är avsett att fungera som en tillfällig brygglösning i väntan på en traditionell nätförstärkning. En central utmaning ligger i att incitamenten mellan nätbolag och batteriägare kan skilja sig åt. Nätbolaget kan se flexibiliteten som ett kortsiktigt behov under några få år, medan ägaren av batteriet sannolikt kommer att eftersträva långsiktiga och stabila intäktsströmmar för att motivera investeringen. Däremot finns det möjligheter för batteriägaren att kombinera flera intäktskällor, något som kan göra modellen mer attraktiv. Utöver ersättning från nätbolaget skulle batteriet kunna delta på lokala flexibilitetsmarknader. Dessutom kan batteriet leverera tjänster till Svenska kraftnäts stödtjänstmarknad såsom frekvensreglering, vilket ytterligare förbättrar lönsamheten för den externa ägaren. Vidare har många batterier möjligheter att flyttas, och skulle därmed kunna förflyttas mellan nät när behoven förändras.

5.9 Vidare studier

Denna rapport utgör en första och övergripande analys med syfte att identifiera centrala faktorer och metodik för uppskattning av lönsamheten av flexibilitet som ett komplement eller alternativ till nätförstärkning och höjda abonnemang mot överliggande nät. För framtida studier föreslås en mer fördjupad analys där flera typfall och scenarier inkluderas för att bredda förståelsen. Särskilt inför nästa reglerperiod kan en uppdaterad NPV-analys genomföras baserat på de förändrade förutsättningarna och kostnader på flexibilitetsmarknader. Detta möjliggör framtagning av mer robusta nyckeltal och beslutsunderlag.

6 Slutsatser

Flexibilitet i form av batterienergilager bör övervägas i kontrast eller komplement till nätförstärkning för att hantera kapacitetsbrist i vissa typfall. Särskilt aktuellt är det i situationer med lågt nätutnyttjande och få timmar med höga topplaster. Dimensioneringen av batterilösningar tenderar att styras av längden på urladdningssekvenser, vilket innebär att typfall med kortare överbelastningsperioder är mer lämpade. Vid längre sekvenser bör däremot traditionell nätförstärkning prioriteras för att säkerställa driftsäkerheten. Flexibilitetslösningar kräver dock geografisk närhet till kapacitetsbegränsningen, vilket ställer krav på tillgänglig plats samt hantering av säkerhetsrisker.

Vid lång ledtid för nätinvesteringar kan en brygglösning, i form av temporär flexibilitet, skapa möjligheter att tidigare ansluta nya kunder och därmed tidigarelägga intäktsströmmar. Om dessa intäkter överstiger kostnaden för flexibiliteten, skapas ett högre nettonuvärde, vilket gör flexibilitet till en attraktiv temporär lösning.

Brygglösningar visar sig vara mer ekonomiskt fördelaktiga i kontrast till nätutbyggnad under följande förutsättningar: när det finns ledtid för nätförstärkningen, när intäkter från nyanslutna kunder kan genereras redan under bryggperioden, och när dessa intäkter överstiger flexibilitetskostnaden. I sådana fall uppstår tydliga brytpunkter för antalet dagar med behov av flexibilitet som utgör lönsamheten, vilket kan kalkyleras för varje typfall. Interna processer som möjliggör snabb anslutning av batterier är även en viktig faktor för lönsamheten.

Att använda flexibilitet som en permanent lösning är däremot sällan ekonomiskt motiverat, främst till följd av utformningen av nuvarande intäktsreglering. I framtida reglerperioder kan höga nätinvesteringskostnader komma att signalera att flexibilitet bör övervägas som alternativ. Om intäktsregleringen utformas med effektivitetskrav på totalkostnader, kommer den mest kostnadseffektiva lösningen att föredras. I dagens modell är däremot traditionella investeringar ofta mer lönsamma för nätägare, oavsett kostnadsnivå.

För att flexibilitet ska kunna implementeras i större skala krävs både teknisk och institutionell mognad, såväl som utveckling av interna processer hos nätföretag. Trots dessa utmaningar har flexibilitet potential att öka det samhällsekonomiska värdet genom bättre utnyttjande av befintlig nätkapacitet.

Upphandling av flexibilitet kan ske genom marknadsbaserad handel eller via kontraktering, beroende på marknadens mognad. En fungerande flexibilitetsmarknad förutsätter dock tydliga ramverk, standardisering av handelsplatser och effektivt datautbyte mellan aktörer. Här spelar Svenska kraftnät, Energimarknadsinspektionen och regeringen centrala roller i att etablera struktur och tydliga ansvarsområden, inklusive aggregatoroller och balansansvar. Även förbättrad lastprognostisering och samordning mellan nätägare och andra aktörer är avgörande för att flexibilitet ska bli ett realistiskt alternativ i praktiken. Inom nätbolag behövs även interna processer som möjliggör både snabb anslutning och effektiv handel med flexibilitetstjänster, för att möta framtidens krav och möjligheter.

Sammanfattningsvis visar resultaten att flexibilitet kan utgöra en lönsam lösning för att hantera kapacitetsbrist, men att dess effektivitet är beroende mängden överlast. Vid längre och mer frekventa överbelastningssekvenser bör traditionell nätförstärkning utföras för att säkerställa kapaciteten långsiktigt. I dessa fall kan en brygglösning med temporär flexibilitet ändå vara motiverad, då den möjliggör tidigare anslutning av nya kunder samt förbättrad lönsamhet. För att detta ska realiseras krävs dock utvecklade interna processer hos nätföretagen samt en fortsatt mognad av flexibilitetsmarknader och externa regelverk.

Referenser

Alfen (2021). "THEBATTERY ELEMENTS". I: URL: https://eu-assets.contentstack.com/v3/assets/blt08d332658a89f766/bltca72c092d855fdf9/677ce326981acb8fe1d2e0b7/Datasheet_-_TheBattery-Elements_(EN)_(2).pdf.

— (2024). "TheBattery MOBILE X". I: URL: https://eu-assets.contentstack.com/v3/assets/blt08d332658a89f766/bltaf57d632b1ef3e11/6776619f1c3aa97b6cb8073a/241105_TheBattery_MobileX_Datasheet_V4.0_(1).pdf.

— (u.å). "TheBattery Elements: the foundation of long lifetime scalability". I: URL: https://alfen.com/en/energy-storage/utility/thebattery-elements.

Bergman, Lars et. al (2024). "Reformerad intäktsreglering". I: *Energiforsk*. URL: https://www.ifn.se/media/5pflcgeh/2024-bergman-amundsen-diczfalusy-morch-von-der-fehr-lundin-skogsvik-reformerad-int%C3%A4ktsreglering.pdf.

Boverket (2023). "Elnätets uppbyggnad". I: URL: https://www.boverket.se/sv/PBL-kunskapsbanken/planering/oversiktsplan/allmanna-intressen/struktur/elnat/uppbyggnad/.

CheckWatt (2024). *Batterirapporten 2024*. Accessed: 18 juni 2025. CheckWatt. URL: https://checkwatt.se/pdf/BatteriRapporten2024.pdf.

Ellag (1997:857) (1997). Svensk författningssamling, SFS 1997:857. URL: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857/#K5.

Ellagen (1997). SFS nr: 1997:857. URL: https://www.energimarknadsbyran.se/media/1199/ellagen.pdf.

Ellevio (2024a). "Sthlmflex: Lärdomar och resultat från ett banbrytande flexibilitetsprojekt". I: URL: https://www.ellevio.se/nyheter/nyheter/sthlmflex-lardomar-och-resultat-fran-ett-banbrytande-flexibilitetsprojekt/.

— (2024b). "Så fungerar elmarknaden". I: URL: https://www.ellevio.se/om-oss/elnat/sa-fungerar-elmarknaden/.

— (2025). "Elnätspriser från och med 1a januari 2025". I: URL: https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2025/lokalnat/effekt_250101.pdf.

— (u.å). "Nätutvecklingsplan 2025–2034". I: URL: https://www.ellevio.se/globalassets/content/natutvecklingsplaner/ellevios-natutvecklingsplan-2025-2034.pdf.

Elsäkerhetsverket (2022). "Säkerhetsrisker med batterilager". I: URL: https://www.elsakerhetsverket.se/privatpersoner/din-elanlaggning/bygga-och-renovera/installation-av-batterilager/sakerhetsrisker-med-batterilager/.

Energiforsk (2025). *BATTERILAGER OCH FLEXIBILITET*. Accessed: 18 juni 2025. URL: https://energiforsk.se/media/34019/2025-1072-batterilager-och-flexibilitet.pdf.

Energiföretagen (2024). *Informationsmöte om intäktsregleringen*. Hämtad: 18 juni 2025. URL: https://www.energiforetagen.se/utbildning/i/infomote-om-intaktsregleringen/.

Energimarknadsinspektionen (2020a). "Flexibilitet i elsystemet". I: *Energimarknadsinspektionen*. URL: https://ei.se/bransch/flexibilitet-i-elsystemet.

— (2020b). "Kapacitetsutmaningen i elnäten". I: URL: https://ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f56cb0a/1611643287162/Kapacitetsutmaningen-i-eln%C3%A4ten-Ei-R2020-06.pdf.

— (2021). "Reglering - elnätsverksamhet". I: URL: https://ei.se/bransch/reglering-av-natverksamhet/reglering---elnatsverksamhet#h-Syftetmedforhandsregleringen.

— (2022a). "Handläggningstider och nätförstärkning fördröjer anslutning av laddningspunkter". I: Hämtad: 18 juni 2025. URL: https://ei.se/om-oss/nyheter/2022/2022-12-01-handlaggningstider-och-natforstarkning-fordrojer-anslutning-av-laddningspunkter.

— (2022b). "Incitament för kvalitet och effektivt nätutnyttjande i regleringen av elnätsföretagens intäktsramar". I: *Ei PM2022:02*. URL: https://ei.se/download/18.1a8c2ef17f44c608409c65/1646811870805/Incitament-f%C3%B6r-kvalitet-och-effektivt-n%C3%A4tutnyttjande-i-regleringen-av-eln%C3%A4tsf%C3%B6retagens-int%C3%A4ktsramar-Ei-PM2022-02.pdf.

— (2023a). "Flexibilitet i distributionsnäten - deluppdrag 3". I: *Ei R2023:05*. URL: https://ei.se/download/18.42d391b41872c3dd1d564e0/1680785760065/Flexibilitet-i-distributionsn%C3%A4ten-deluppdrag-3-Ei-R2023-05.pdf.

Energimarknadsinspektionen (2023b). "Främjande av ett ett mer flexibelt elsystem". I: *Energimarknadsinspektionen*. URL: https://ei.se/download/18.39aa709418c6246074525a0/1702652367669/Fr%C3%A4mjande-av-ett-mer-flexibelt-elsystem-deluppdrag-5-Ei%20R2023-18.pdf.

— (2023c). "Kammarrätten meddelar att Ei:s beslut inte gäller förrän det vunnit laga kraft". I: Hämtad: 18 juni 2025. URL: https://ei.se/om-oss/projekt/pagaende/intaktsramar-elnat-och-gasnat/intaktsramar-elnat-2024-2027/2023-06-02-kammarratten-meddelar-att-eis-beslut-inte-galler-forran-det-vunnit-laga-kraft.

— (2024a). "Det här gör Ei inom koncessioner". I: URL: https://ei.se/bransch/koncessioner/det-har-gor-ei-inom-koncessioner.

— (2024b). "Energimarknadsinspektionens strategi för flexibilitet i elsystemet 2024". I: *Ei Rapport 2024*. URL: https://ei.se/download/18.6cca82d819008f246bf74c/1718194299262/Energimarknadsinspektionens-strategi-f%C3%B6r-flexibilitet-i-elsystemet-2024.pdf.

— (2024c). "Specifikationer för flexibilitetsprodukter". I: Hämtad: 18 juni 2025. URL: https://ei.se/bransch/flexibilitet-i-elsystemet/effektivt-utnyttjande-av-elnaten/specifikationer-for-flexibilitetsprodukter.

— (2024d). "Så här är elnätet uppbyggt". I: URL: https://ei.se/bransch/koncessioner/det-har-gor-ei-inom-koncessioner/sa-har-ar-elnatet-uppbyggt.

— (2025). "Ei har granskat anslutningsplikten och tidsåtgången för anslutning till elnätet". I: Hämtad: 18 juni 2025. URL: https://ei.se/om-oss/nyheter/2025/2025-03-11-ei-har-granskat-anslutningsplikten-och-tidsatgangen-for-anslutning-till-elnatet.

Eriksson, Linnea (2023). "Battery energy storage systems — Their environmental noise emissions and possible mitigation pathways". I: *Proceedings of Meetings on Acoustics* 52. Published September 17, 2024, s. 040014. DOI: 10.1121/2.0001951. URL: https://doi.org/10.1121/2.0001951.

Etherden, Nicholas, Yvonne Ruwaida och Karin Hansson (2022). *Final Report of the Swedish Demonstration: Ten key abilities for DSO's to unlock flexibility*. Accessed: 18 juni 2025. CoordiNet. URL: https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/forskning-och-utveckling/coordinet/coordinet_wp4_d4.7.2_final-report.pdf.

Europaparlamentets direktiv 2019/944 (2019). EU Official Journal L 158, 14.6.2019, s. 125–199. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019L0944.

Frida Simonson, Karolin Ring och Elin Einarson Lindvall (2020). *Energihushållning i träindustri - En vägledning för bästa teknik*. Accessed: 18 juni 2025. Länsstyrelsen. URL: https://www.lansstyrelsen.se/download/18.6395bf21784b0add95191eb/1617884182952/Energihush%C3%A5llning%20i%20tr%C3%A4industri%20%E2%80%93%20en%20v%C3%A4gledning%20f%C3%B6r%20b%C3%A4sta%20teknik.pdf.

Garrett Fitzgerald, James Mandel, Jesse Morris, Hervé Touati (2015). "THE ECONOMICS OF BATTERY ENERGY STORAGE". I: *RMI*. URL: https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/03/RMI-TheEconomicsOfBatteryEnergyStorage-FullReport-FINAL.pdf.

Gökhan Yüksek, Alkan Alkaya (2023). "Effect of the Depth of Discharge and C-Rate on Battery Degradation and Cycle Life". I: URL: https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=10415967.

Göteborg energi (u.å.). "Flexibilitet - tjäna pengar på er effekt". I: Hämtad: 18 juni 2025. URL: https://www.goteborgenergi.se/foretag/flexibilitet.

Jensen, Agnes (2022). *Ledtider och kostnader för etablering av laddinfrastruktur*. Hämtad: 18 juni 2025. Afry. URL: https://ei.se/download/18.8bfb02318418b465d31559b/1669125602597/Bilaga-1-Kortare-ledtider-f%C3%B6r-anslutning-av-nya-laddningspunkter-till-eln%C3%A4tet.pdf.

Konsumenternas energimarknadsbyrå (u.å[a]). "Anslutningsavgift". I: URL: https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elkostnader/natavgifter/anslutningsavgift.

— (u.å[b]). "Så kommer elen hem till dig". I: URL: https://energimarknadsbyran.se/el/elmarknaden/elnatet/elens-vag/.

Larsson, Håkan (2023). "Ett förändrat regelverk för framtidens el- och gasnät (SOU 2023:64)". I: *Klimat- och näringslivsdepartementet*. URL: https://www.regeringen.se/contentassets/5ef3fc4fa7a747c8b7e4707f035d7016/villaagarnas-riksforbund.pdf.

Nätområden.se (u.å). "Nätområden.se". I: URL: https://www.natomraden.se/.

PadmountedTransformer.cn (2024). *500kVA Pad Mount Transformer*. Accessed April 17, 2025. URL: https://www.padmountedtransformer.cn/Padmount-transformer/500kva-pad-mount-transformer.

Power Circle (2020). "LOKAL ENERGILAGRING ELLER TRADITIONELLA NÄTFÖRSTÄRKNINGAR?" I: URL: https://powercircle.org/wp-content/uploads/2020/06/Slutrapport.pdf.

Power circle (2014). *Energilager i energisystemet*. Accessed: 18 juni 2025. Powe circle. URL: https://powercircle.org/wp-content/uploads/2020/05/2014-Underlagsrapport-Energilager-i-energisystemet.pdf.

PowerCircle (2024). *Hur kan lokal flexibilitet få rum att utvecklas?* Accessed: 18 juni 2025. URL: https://powercircle.org/lokalflex.pdf.

Rydegran, Eva (2023). "Branschrekommendation: kommunikationsprotokoll för villkorade elnätsanslutningar". I: *Energiföretagen*. URL: https://www.energiforetagen.se/fragor-vi-driver/listsida/flex/branschrekommendation-kommunikationsprotokoll-for-villkorade-elnatsanslutningar.

SNS (2024). *Snabbare effekt? – Reformförslag för elnätsutbyggnaden*. Hämtad: 18 juni 2025. Studieförbundet Näringsliv och Samhälle (SNS). URL: https://snsse.cdn.triggerfish.cloud/uploads/2024/11/sns-analys-107-snabbare-effekt_.pdf.

Sweco (2023). "ELNÄTSRAPPORTEN 2023 - INVESTERINGSBEHOVET I DET SVENSKA KRAFTSYSTEMET TILL 2045". I: URL: https://www.ellevio.se/globalassets/content/nyheter-pressrum/elnatsrapporten-2023.pdf.

Svenska kraftnät (2010). "Rapport och vägledning - Branschens hantering av automatisk och manuell återinkoppling av utlösta ledningar". I: URL: https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/entreprenorer-i-elnatet/elsakerhet-vid-uppdrag/rapport-vagledning-branschens-syn-automatisk-och-manuell-aterin.pdf.

— (2023). *Strategisk handlingsplan för ökad flexibilitet*. Accessed: 18 juni 2025. Svenska kraftnät. URL: https://www.svk.se/496372/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport-ru-framjande-av-flex-i-elsystemet---deluppdrag-1.pdf.

— (2024). "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden". I: URL: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2024/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-rapport-2024.pdf.

7 Appendix

Här redovisas mer utförliga och ytterligare resultat av NPV-analysen för Grums och Alfta. Tidigare redovisade figurer visas här i tabellform, och resultat för NPV-analysen visas även för flexibilitet kombinerat med nedstyrning.

7.1 Grums vidare NPV analys

Tabell 25 visar NPV i miljoner kronor för de olika lösningarna när ledtiden för nätförstärkningen varierar från 1 till 5 år, medan kontrakteringen av flexibilitet hålls konstant på 33 dagar per år.

Tabell 25: NPV för olika ledtider i MSEK

Ledtider	Nätinvestering	Flex (1C)	Brygglösning (1C)	Flex (0,5C)	Brygglösning (0,5C)	Flex (0,25C)	Brygglösning (0,25C)
1	36,36	15,39	36,79	20,50	36,93	23,91	37,02
2	34,44	15,39	35,68	20,50	36,10	23,91	36,37
3	32,72	15,39	34,73	20,50	35,40	23,91	35,85
4	31,08	15,39	33,83	20,50	34,74	23,91	35,35
5	29,52	15,39	32,97	20,50	34,12	23,91	34,88

I tabell 26 visas NPV över 50 år, där olika nivåer av kontrakterad flexibilitet analyseras genom att variera antalet dagar per år som flexibilitet utnyttjas.

Tabell 26: NPV (MSEK) för olika lösningar med varierad kontraktering

Kontraktering	Investering	Flex (1C)	Brygglösning (1C)	Flex (0,5C)	Brygglösning (0,5C)	Flex (0,25C)	Brygglösning (0,25C)
13 dagar	34,44	27,66	36,67	29,71	36,84	31,07	36,95
33 dagar	34,44	15,39	35,68	20,50	36,10	23,91	36,37

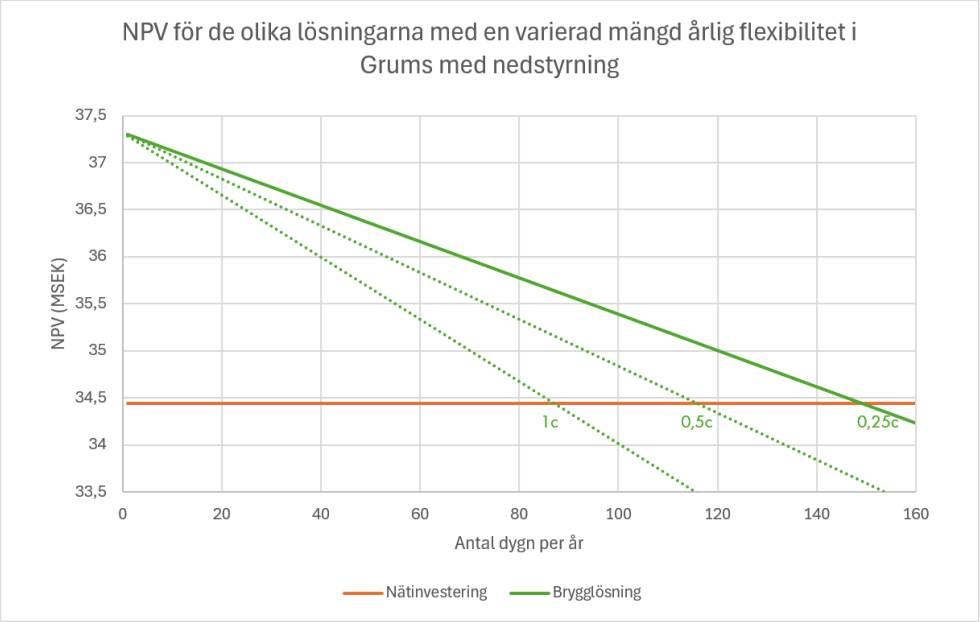
7.1.1 Nedstyrning i Grums

I följande avsnitt redovisas samma typer av resultat som ovanstående avsnitt för NPV av lösningarna i kombination med nedstyrning. Nedstyrning innebär här att den anslutna effekten tillfälligt begränsas för att undvika överbelastning i nätet, vilket kan minska behovet av både nätförstärkning och energilager. I detta fall har flexibilitetslösningen kombinerats med nedstyrning, där den anslutna effekten reduceras från 12 MWh till 8 MWh vid åtta tillfällen per år. Denna kombination leder till en högre lönsamhet för både brygglösningen och den rena flexibilitetslösningen jämfört med enbart nätinvestering. I tabell 27 visas NPV över 50 år, där olika nivåer av kontrakterad flexibilitet analyseras genom att variera antalet dagar per år som flexibilitet utnyttjas. Ledtiden för nätinvesteringen antas vara 2 år medan ledtiden för flexibilitet antas vara 0,5 år.

Tabell 27: NPV för olika kontrakteringar, nedstyrning i MSEK

Kontraktering	Investering	Flex (1C)	Brygglösning (1C)	Flex (0,5C)	Brygglösning (0,5C)	Flex (0,25C)	Brygg (0,25C)
14	34,44	29,88	36,85	31,41	36,98	32,26	37,05
33	34,44	22,21	36,23	25,61	36,51	27,83	36,69

I figur 38 jämförs NPV för brygglösningar med olika batterikonfigurationer med en traditionell nätinvestering. Figuren visar att brygglösningen är mer kostnadseffektiv än nätförstärkning vid ett kontrakterat flexibilitetsbehov på upp till 89, 117 respektive 150 dagar per år för batterikonfigurationerna 1C, 0,5C och 0,25C.



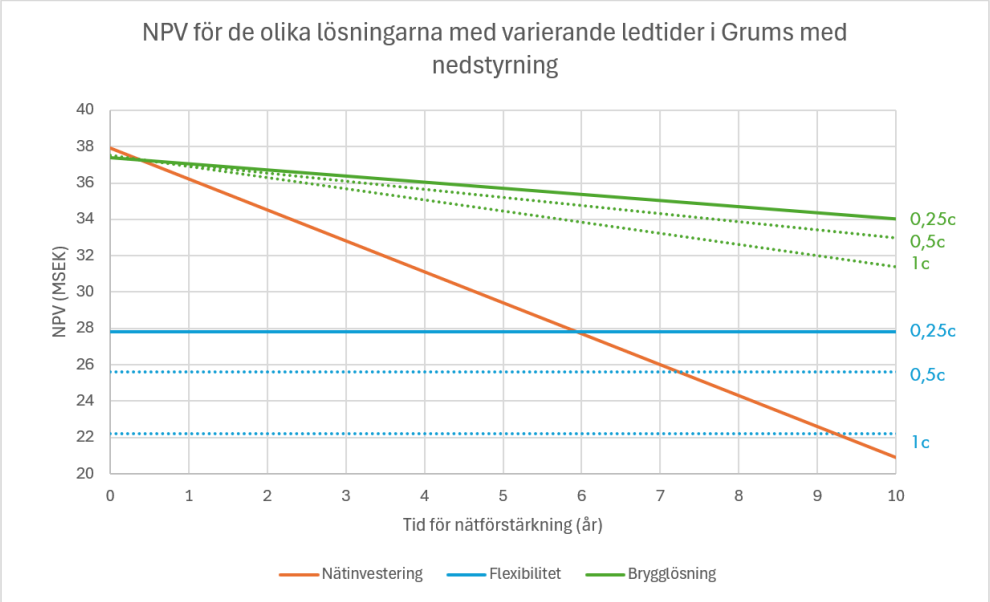
Figur 38: NPV över 50 år för lösningar med varierande ledtider för Grums i kombination med nedstyrning.

I tabell 25 analyseras istället hur NPV påverkas av olika ledtider för nätinvesteringen, nu i kombination med nedstyrning. Tabellen visar NPV i miljoner kronor för de olika lösningarna när ledtiden för nätförstärkningen varierar från 1 till 5 år, medan kontrakteringen av flexibilitet hålls konstant på 33 dagar per år. Denna gång för nedstyrning i kombination med batterinergilager i Grums.

Tabell 28: NPV för varierande ledtider i MSEK, nedstyrning

Ledtider (33 dagar)	**Flex (1C)**	**Nätinvestering**	**Brygg (1C)**	**Flex (0,5C)**	**Brygglösning (0,5C)**	**Flex (0,25C)**	**Brygglösning (0,25C)**
1	22,21	36,36	36,98	25,61	37,07	27,83	37,13
2	22,21	34,44	36,23	25,61	36,51	27,83	36,69
3	22,21	32,72	35,63	25,61	36,07	27,83	36,36
4	22,21	31,08	35,05	25,61	35,66	27,83	36,06
5	22,21	29,52	34,50	25,61	35,27	27,83	35,76

I figur 39 redovisar tabell 28 i figurformat. Här visas brytpunkter för lönsamheten då ledtider varierar. Både flexibilitet och brygglösningar redovisas för tre batterikonfigurationer: 1C, 0,5C och 0,25C. När det finns en ledtid för nätinvesteringen över 0,5 år visar en brygglösning sig vara mer lönsamt. För lösningen med enbart flexibilitet ses en brytpunkt där den blir mer lönsam än nätinvesteringen vid en ledtid på omkring 6 år. Utan nedstyrning visades denna brytpunkt vara 8 år.



Figur 39: NPV över 50 år för lösningar med varierande ledtider för Grums i kombination med nedstyrning.

7.2 Alfta vidare NPV analys

I tabell 29 analyseras istället hur NPV påverkas av olika ledtider för nätinvesteringen. Tabellen visar NPV i miljoner kronor för de olika lösningarna när ledtiden för nätförstärkningen varierar från 1 till 5 år, medan kontrakteringen av flexibilitet hålls konstant på 20 dagar per år.

Tabell 29: Jämförelse av NPV vid olika ledtider (i miljoner kronor)

Ledtider	Nätinv.	Flex (1C)	Brygg (1C)	Flex (0,5C)	Brygg (0,5C)	Flex (0,25C)	brygg (0,25C)
1	26,08	25,47	26,79	25,72	26,79	25,89	26,80
2	24,76	25,47	26,81	25,72	26,84	25,89	26,85
3	23,52	25,47	26,86	25,72	26,89	25,89	26,91
4	22,34	25,47	26,90	25,72	26,94	25,89	26,97
5	21,22	25,47	26,93	25,72	26,99	25,89	27,03

I tabell 30 visas NPV över 50 år, där olika nivåer av kontrakterad flexibilitet analyseras genom att variera antalet dagar per år som flexibilitet utnyttjas.

Tabell 30: Jämförelse av investeringstyper vid olika mängder kontrakterad flexibilitet (i miljoner kronor)

Kontraktering	Nätinv.	Flex (1C)	Brygg (1C)	Flex (0,5C)	Brygg (0,5C)	Flex (0,25C)	Brygg (0,25C)
8	24,76	26,08	26,86	26,18	26,87	26,25	26,88
20	24,76	25,47	26,81	25,72	26,84	25,89	26,85

7.2.1 Nedstyrning i Alfta

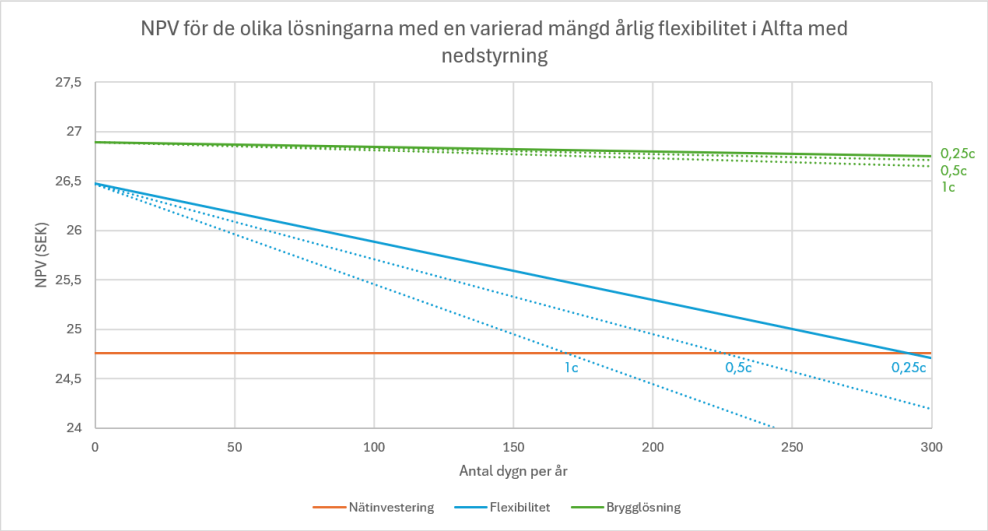
I följande avsnitt presenteras motsvarande NPV-resultat för Alfta, denna gång i kombination med nedstyrning. Nedstyrning innebär här att den anslutna effekten tillfälligt begränsas för att undvika överbelastning i nätet, vilket kan minska behovet av både nätförstärkning och energilager. I detta fall har flexibilitetslösningen kombinerats med nedstyrning, där den anslutna effekten reduceras från 0,5 MWh till 0,2 MWh vid

fyra tillfällen per år. Denna kombination leder till en högre lönsamhet för både brygglösningen och den rena flexibilitetslösningen jämfört med enbart nätinvestering. I tabell 31 visas NPV över 50 år, där olika nivåer av kontrakterad flexibilitet analyseras genom att variera antalet dagar per år som flexibilitet utnyttjas. Ledtiden för nätinvesteringen antas vara 2 år medan ledtiden för flexibilitet antas vara 0,5 år.

Tabell 31: Jämförelse av NPV vid olika mängder kontrakterad flexibilitet i kombination med nedstyrning (i miljoner kronor)

Kontraktering	**Nätinv.**	**Flex (1C)**	**Brygg (1C)**	**Flex (0,5C)**	**Brygg (0,5C)**	**Flex (0,25C)**	**Brygg (0,25C)**
8	24,76	26,37	26,89	26,40	26,89	26,42	26,89
20	24,76	26,28	26,88	26,33	26,88	26,37	26,89

I figur 40 jämförs NPV för brygglösningar med olika batterikonfigurationer med en traditionell nätinvestering. Figuren visar att brygglösningen är mer kostnadseffektiv än nätförstärkning vid ett kontrakterat flexibilitetsbehov på upp till 170, 225 respektive 290 dagar per år för batterikonfigurationerna 1C, 0,5C och 0,25C.



Figur 40: NPV över 50 år för olika mängder kontrakterad flexibilitet i kombination med nedstyrning i Alfta

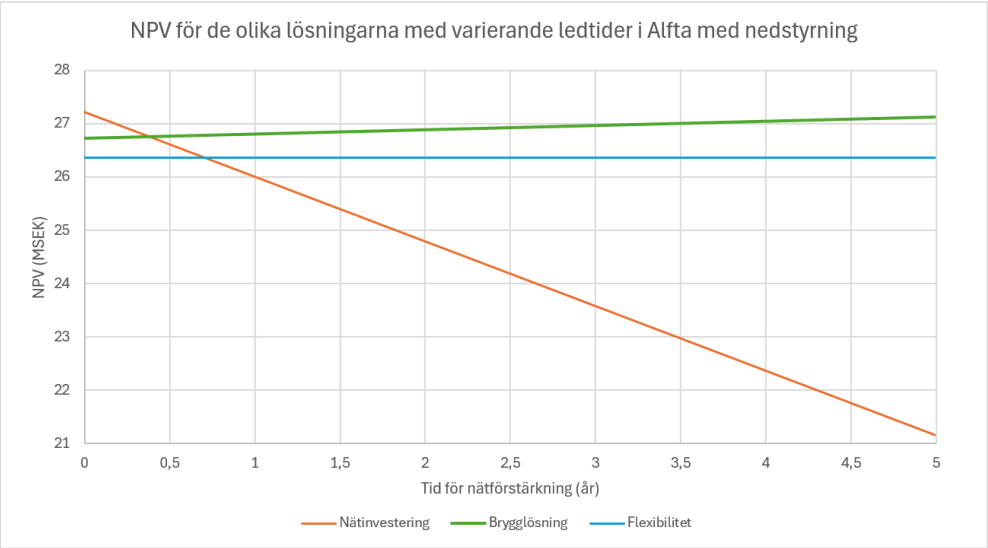
I tabell 32 analyseras istället hur NPV påverkas av olika ledtider för nätinvesteringen, i kombination med nedstyrning. Tabellen visar NPV i miljoner kronor för de olika lösningarna när ledtiden för nätförstärkningen varierar från 1 till 5 år, medan kontrakteringen av flexibilitet hålls konstant på 33 dagar per år.

Tabell 32: Jämförelse av NPV vid olika ledtider i kombination med nedstyrning (i miljoner kronor)

Ledtider	**Nätinv.**	**Flex (1C)**	**brygg (1C)**	**Flex (0,5C)**	**brygg (0,5C)**	**Flex (0,25C)**	**brygg (0,25C)**
1	26,08	26,28	26,81	26,33	26,81	26,37	26,81
2	24,76	26,28	26,88	26,33	26,88	26,37	26,89
3	23,52	26,28	26,96	26,33	26,97	26,37	26,97
4	22,34	26,28	27,04	26,33	27,05	26,37	27,06
5	21,22	26,28	27,12	26,33	27,13	26,37	27,14

I figur 41 redovisar tabell 31 i figurformat. Här visas brytpunkter för lönsamheten då ledtider varierar. Både flexibilitet och brygglösningar redovisas för tre batterikonfigurationer: 1C, 0,5C och 0,25C. När det finns en ledtid för nätinvesteringen över 0,5 år visar en brygglösning sig vara mer lönsamt. För lösningen

med enbart flexibilitet ses en brytpunkt där den blir mer lönsam än nätinvesteringen redan vid en ledtid på omkring 3/4 år.



Figur 41: NPV över 50 år för olika ledtider i kombination med nedstyrning i Alfta