

Rapport

Handläggare
Alexandersson Fridh, Malin
Rocha, Pedro
Tel

Datum
2022-06-30

Projekt ID
D0038272

Mobil
+46722085479 (Malin)
+46722087873 (Pedro)
E-post
malin.alexanderssonfridh@afry.com
pedro.rocha@afry.com

Kund
Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö AB

Effektförstudie Gunnarskäl



ÅF-Industry AB

Alexandersson Fridh, Malin
Rocha, Pedro

Innehållsförteckning

Innehållsförteckning.....	2
Bilagor	3
1 Inledning	5
1.1 Mål.....	5
1.2 Avgränsningar.....	5
2 Bakgrund.....	5
3 Scenarier.....	5
3.1 Scenario: Stora förbrukningspunkter.....	6
3.2 Scenario: Vanliga etableringar med mikroproduktion	7
3.3 Scenario: Individuella faciliteter – stora förbrukningspunkter & vanliga etableringar med mikroproduktion, EV-laddning, batterilager och solcellspark	8
3.4 Scenario: Vanliga etableringar med mikroproduktion, EV-laddning, batterilager och solcellspark	9
4 Grund för laddningsinfrastruktur och effektbehov.....	10
4.1 Bostadsområden	10
4.2 Kontor/kommersiella områden	11
4.3 Taxi	11
4.4 Motorväg (kommersiella fordon och tunga transportfordon)	11
4.5 Bussar	14
5 Kommande nätförstärkningar.....	15
5.1 Eskilstuna.....	15
6 Flexibilitetsmarknader	16
6.1 Aggregatorer	17
6.1.1 Case: Fordonsladdning i sthlmflex	17
6.1.2 Case: SISAB i sthlmflex	17
7 Fjärrvärme och fjärrkyla	17
7.1 Överskottsvärme.....	18
7.1.1 Case: Öppen Fjärrvärme, Stockholm.....	18
7.1.2 Case: Stockholm Exergi och Stockholm Data Parks.....	19
7.1.3 Case: SamEnergi, Vattenfall	19
7.2 Lågtempererad fjärrvärme.....	19
7.2.1 Case: Brunshög, Lund (COOL DH)	21
7.2.2 Case: REWARDHeat, Helsingborg och Mölndal.....	21
7.2.3 Case: Trerörssystem i Ranagård, Halmstad.....	22
7.3 Fjärrkyla	23
7.3.1 Gemensamt energinät för värme och kyla	23

7.3.2	Separata nät för fjärrkyla respektive fjärrvärme	23
7.3.3	Case: Karlstads Energi AB	24
7.3.4	Case: Öppen Fjärrvärme, Processkyla 14°C	24
7.4	E.ON ectogrid	25
7.4.1	Case: Medicon Village, Lund	26
7.4.2	Case: European Spallation Source (ESS), Lund	27
8	Energilager	27
8.1	Batteri	27
8.1.1	Case: Lagring av solex i bussbatterier	28
8.1.2	Case: Varberg Energi, batterier och flex tjänster	28
8.2	Vätgas	28
8.2.1	Case: Mariestad	29
8.2.2	Utmaningar med vätgas	30
8.3	Geolager/borrhålslager.....	32
9	Förslag på etableringskrav	33
10	Förslag på framtida frågor att utvärdera	33
11	Referenser	34

Bilagor

Bilaga 1: Scenarios 220615

Bilaga 2: Gunnarskäl slutpresentation

Bilaga 3: Busses Charging Infrastructure

Sammanfattning

Eskilstuna kommun tillsammans med Eskilstuna Strängnäs Energi och Miljö (ESEM) arbetar för ett nytt miljö- och klimatsmart näringslivsområde, Gunnarskäl, för etablering. I denna rapport redogörs ett antal möjliga scenarier och systemlösningar för lokal och fossilfri el- och värmeproduktion som säkrar effektbehov och ger god energihushållning på energisystemnivå.

AFRY har genomfört en scenarioanalys över området och identifierat fyra effektsценarier med möjliga etableringar där nuvarande elnätskapacitet samt framtida kapacitet har beaktats. Vidare förs även en diskussion kring kommande nätförstärkningar i Eskilstunaområdet. Följande scenarier har analyserats:

1. Stora förbrukningspunkter
2. Vanliga etableringar med mikroproduktion
3. Individuella faciliteter – stora förbrukningspunkter & vanliga etableringar med mikroproduktion, EV-laddning, batterilager och solcellspark
4. Vanliga etableringar med mikroproduktion, EV-laddning, batterilager och solcellspark

Möjlighet att motverka kapacitetsbrist i elnätet och ersätta eller tillfälligt skjuta på nätförstärkningar beskrivs genom deltagande på flexibilitetsmarknader.

Då det är svårt att göra en bedömning av värme- och kylbehov för möjliga etableringar till följd av att det krävs energibalanser har istället olika lösningar presenterats tillsammans med befintliga exempel-case vad gäller fjärrvärme, fjärrkyla och energilager. Exempelvis behandlas möjligheter att använda överskottsvärme i fjärrvärmesystemet och lågtempererad fjärrvärme samt det decentraliserade energisystemet ectogrid.

För energilager diskuteras möjligheter att använda batteri, geolager och vätgas samt för- och nackdelar med dessa.

Rapporten ger även förslag på etableringskrav för att styra mot en resurseffektiv och klimatsmart energianvändning.

1 Inledning

Projektet som denna rapport svarar till har utförts av AFRY på uppdrag av ESEM.

1.1 Mål

Målet med rapporten är att övergripande redogöra för energimöjligheter med fokus på det nya exploateringsområdet Gunnarskäl.

1.2 Avgränsningar

Då Gunnarskäl är ett nytt exploateringsområde där det i dagsläget är oklart vilka verksamheter och dylikt det är som kommer bedrivas i området kommer detta vara en övergripande rapport. Energiberäkningar kommer uteslutas, men vissa antaganden gällande eleffekt kommer hanteras.

2 Bakgrund

Eskilstuna kommun tillsammans med Eskilstuna Strängnäs Energi och Miljö tittar just nu på ett nytt miljö-och klimatsmart näringslivsområde för etablering. Området ska ha en miljöprofil då Eskilstuna kommuns klimat-och miljöarbete redan idag bidrar till attraktiviteten som etableringsort, men såväl kommunens egna klimatmål, som näringslivets egna klimatambitioner kräver att arbetet utvecklas. Eskilstuna kommun har tagit fram ett klimatprogram med målet att vara klimatpositiva 2045.

3 Scenarier

Detta kapitel presenterar en analys för möjliga scenarier för etablering av olika typer av verksamheter och industrier med avseende på tillgänglig byggnationsyta samt tillgänglig effekt.

Exploateringsområdet Gunnarskäl är ca 300 ha stort varav ca 150 ha är möjlig byggnationsyta. ESEM angav som alternativ att analysera scenarier med stor etablering på ca 80–100 MW som utnyttjar ca 80–100 ha där resterande effekt samt yta används av "vanliga" etableringar, vilka antas behöva ca 5–15 MW på 5–10 ha. Under analysen har dessa antaganden visat sig vara orimliga vilket har medfört att andra värden har använts i stället. Dessa är baserade på pågående projekt inom AFRY och Eskilstuna kommun och på offentlig information samt riktlinjer avseende liknande infrastruktur.

Nuvarande elnätskapacitet och framtida kapacitet har beaktats vid analys av möjliga framtidsscenarier. Detta har lett till övervägande av solparker och mikroproduktionspunkter till följd av att de preliminära analyserna indikerat att tillgänglig markyta inte är ett hinder om ett begränsat antal logistikcenter/industrier etableras i närområdet, medan näteffekt har en betydande begränsning för Eskilstunaregionens utveckling.

Enligt ESEMs föreslagna specifikationer undersöktes ett antal scenarier som omfattar etableringar för datahall, batteriproduktion, industri/produktionsföretag, logistikföretag, infrastruktur för laddning av elbilar samt kontor, se Figur 1 och Figur 2. Notera att denna analys har en linjär korrelation mellan etablerad anläggningseffekt och markanvändning. Analysen över de olika scenarierna är sammanställda i Bilaga 1.

Mer information om affärsmodeller gällande laddningsinfrastruktur finns i Bilaga 2.



Figur 1. Scenarier som har analyserats för Gunnarskäl med möjliga etableringar.



Figur 2. Grafiskt förtydligande av möjliga etableringar i de analyserade scenarierna.

3.1 Scenario: Stora förbrukningspunkter

Ett scenario baserat på stora förbrukningspunkter analyserades. Önskad effekt och respektive markyta för enstaka anläggningar beaktades. De potentiella efterfrågade effekterna och respektive markyta för enstaka förbrukningspunkter som är sammanställda i Tabell 1 är baserade på pågående studier hos AFRY, pågående projekt i Kjulåsområdet samt offentlig information liksom riktlinjer för liknande infrastruktur [1] [2]. En illustration av scenariot som tagits fram av ESEM återfinns i Figur 3.

Tabell 1. Beräknad effekt samt krävd markyta för ett scenario med stora förbrukningspunkter.

Stora förbrukningspunkter			
Lasttyp	Beräknad Effekt		Landyta
Datacenter	30MW - 100MW		4 ha - 12 ha
Batteritillverkning	60MW - 110MW		8 ha - 15 ha
Kylanläggningar för matvaror	20 MW		20 ha - 25 ha
	Maximal krafteffekt:	230 MW	Maximal landyta: 52 ha

Enligt uppgifterna i Tabell 1 och genom att ta hänsyn till dagens tillgängliga effekter och markytor i Eskilstuna kommun, går det att konstatera att stora industrier som stål- eller batteritillverkare samt större datacenter är etableringar som inte har möjlighet att införlivas i det regionala elnätet i Eskilstuna. Detta till följd av effektbegränsningar. Vidare övervägdes etablering av grön ståltillverkning med egenproduktion av vätgas. De nödvändiga effekterna liksom markyta är dock betydligt större än nuvarande tillgängliga effekter och markyta i Eskilstunaområdet. Notera att den övervägda industrin med ståltillverkning baserades på ett pågående projekt inom AFRY där det krävs näteffekter på 1800 MW och markyta på 250 ha vilket gör det opraktiskt att betrakta en etablering med ståltillverkning som potentiell kund i området.



Figur 3. Möjligt scenario framtaget av ESEM med etableringar som omfattar batteritillverkning, datacenter och kylt lager.

3.2 Scenario: Vanliga etableringar med mikroproduktion

Ett scenario bestående av olika branschtper analyserades tillsammans med mikroproduktion i form av solceller på etablerares tak. De begärda effekterna och respektive markyta för flera industrianläggningar beaktades. Det blir väsentligt att förstå att typen av industri har en betydande inverkan på förhållandet mellan markanvändning och effektbehov för anläggningen. De presenterade värdena i Tabell 2 avseende komponenttillverkare/monteringsindustri, matförsäljning/service, butiker, logistikanläggningar är baserade på liknande belastningseffekter fördelade i Kjulåsområdet och Eskilstunaområdet medan kontorseffekterna är baserade på standard SS 4370102. Ett exempelscenario med vanliga etableringar med mikroproduktion framtaget av ESEM finns illustrerad i Figur 4.

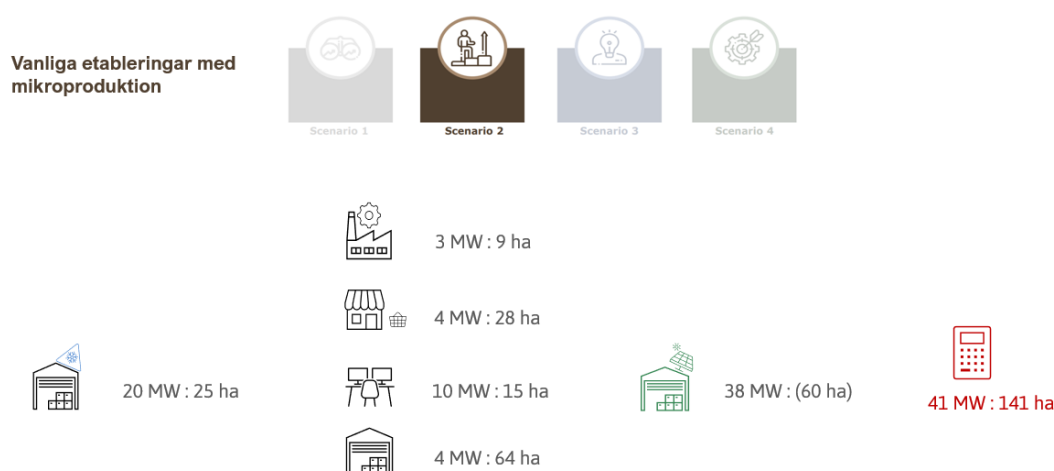
Tabell 2. Beräknad effekt samt krävd markyta för ett scenario med vanliga etableringar tillsammans med mikroproduktion.

Industrier			
Lasttyp	Beräknad Effekt	Landyta	
Komponenttillverkare / Monteringsindustri	3 MW	6 ha - 9 ha	
Matförsäljning / Service + Allmänna butiker	4 MW	16 ha - 28 ha	
Kontor	10 MW	15 ha	
Logistikanläggning / Icke-kylt lager	4 MW	56 ha - 64 ha	
Logistikanläggning / Kylt lager	20 MW	25 ha	
Microproduction	38 MW	(60 ha)	
	Maximal krafteffekt:	41 MW	Maximal landyta: 141 ha

Övervägandet eller icke-övervägandet av mikroproduktion diskuterades med ESEM. En potentiell lösning som diskuterats under projektet är relaterad till en begäran om installation av solpaneler vid byggandet av industrins infrastruktur. Den presenterade

metodikerna kan vara en åtgärd som ska genomföras av kommunen för att mildra problemen med näteffekter i Eskilstunaområdet. Det kan dock hända att betydande industrier inte skulle ha möjlighet att inlemmas i det regionala elnätet i Eskilstuna, främst på grund av markbegränsningar.

De installerade effekterna för mikroproduktionsanläggningar baserades på en tumregel enligt relevanta projekt inom AFRY medan användning av markyta baserades på praktiska exempel där byggmark motsvarar 70% av den totala markytan för logistikanläggningar/lager och enligt ett antagande att 50% av den totala takytan är användbar.



Figur 4. Möjligt scenario framtaget av ESEM med etableringar som omfattar kylt lager, komponenttillverkning/monteringsindustri, allmänna butiker, kontor, icke-kylt lager samt mikroproduktion.

3.3 Scenario: Individuella faciliteter – stora förbrukningspunkter & vanliga etableringar med mikroproduktion, EV-laddning, batterilager och solcellspark

Ett scenario som inkluderar alla typiska laster och produktionsanläggningar enligt ovanstående rubrik analyserades. Detta innebär att samtliga föreslagna etableringar har analyserats som möjliga etablerare i området, dvs. att det finns en av varje. Notera att för mikroproduktion har solceller på tak analyserats. En grund som representerar de kommande kraven på laddningseffekter avseende fordonsladdningsinfrastruktur övervägdes även enligt typiska fordonstyper som kommersiella fordon, privat transport (taxi), kollektivtrafik (bussar) och tyngre transportfordon. Föreskrivna effekter och markyta med avseende på infrastruktur för fordonsladdning presenteras i Tabell 3 och en detaljerad översikt över metodiken som används för antagande om övergripande effektbehov för varje fordonstyp förklaras i avsnitt 4. Solparker inkluderades även i detta scenario då markytan inte anses vara ett hinder om ett begränsat antal logistikcenter/industrier etableras i närområdet och eftersom näteffekter kan vara en begränsning för den framtida utvecklingen i Eskilstunaregionen. Tabell 4 presenterar ett möjligt scenario där flera typer av laster och produktionsanläggningar är del av elsystemet. Ett scenario framtaget av ESEM med samma etableringar finns illustrerat i Figur 5.

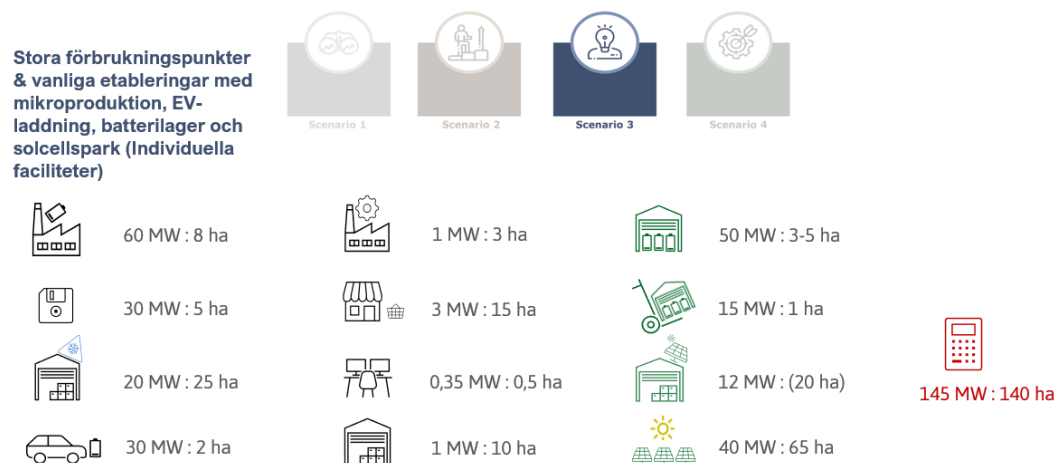
Tabell 3. Beräknad effekt samt krävd markyta för fordonsladdningsinfrastruktur.

Laddstationer EV				
Lasttyp	Beräknad Effekt	Landyta		
Privata fordon (kontor)	0.5 MW - 1 MW	2 ha		
Logistikcenter	5 MW			
Kommersiella fordon för motorväg	1.5 MW			
Kollektivtrafik (Bussar)	10 MW - 20 MW			
Privat transport (Taxi)	0.65 MW			
Kontor+Restaurang/Service+Kommersiella fordon	1 MW			
Batterilager	50MW -> 300 MWh to 500 MWh	1 ha - 3 ha		
Mobilt batterilager	100MWh	1 ha		
	Maximal krafteffekt:	30 MW	Maximal landyta:	6 ha

Tabell 4. Beräknad effekt samt krävd markyta för ett scenario med individuella faciliteter.

Individuella faciliteter (Effekt vs landyta) - Stora förbrukningspunkter & Industrier & Laddstationer EV + Sol				
Lasttyp	Beräknad Effekt	Landyta		
Datacenter	30MW	5 ha		
Batteritillverkning	60MW	8 ha		
Komponenttillverkare / Monteringsindustri	1 MW	3 ha		
Matförsäljning / Service + Allmänna butiker	3 MW	15 ha		
Kontor	0.35 MW	0.5 ha		
Logistikanläggning / Icke-kylt lager	1 MW	10 ha		
Logistikanläggning / Kylt lager	20 MW	25 ha		
EV	30 MW	2 ha		
Microproduction	12 MW	20 ha		
Battery Storage	50MW -> 300 MWh	3 ha - 5 ha		
Mobile Battery Storage	100MWh	1 ha		
Solar Park	40MW	65 ha		
	Maximal krafteffekt:	145.35 MW	Maximal landyta:	139.5 ha

Notera att om de nuvarande tillgängliga effekterna i Eskilstunaregionen beaktas går det att dra slutsatsen att datacenter eller batteritillverkare inte har möjlighet att utveckla sina anläggningar inom Eskilstunaregionen. Det är dock möjligt för större industrier att kopplas samman med elnätet, särskilt om framtida tillgängliga effekter beaktas och om mikroproduktion samt solparker införlivas som åtgärder för att mildra nätkapacitetsbegränsningarna. Slutligen är det synligt att fordonsladdningsinfrastruktur kan ge betydande näteffekter som likaså kan skapa begränsningar för utvecklingsområdena i Eskilstunaregionen.



Figur 5. Möjligt scenario framtaget av ESEM som omfattar samtliga föreslagna etableringar.

3.4 Scenario: Vanliga etableringar med mikroproduktion, EV-laddning, batterilager och solcellspark

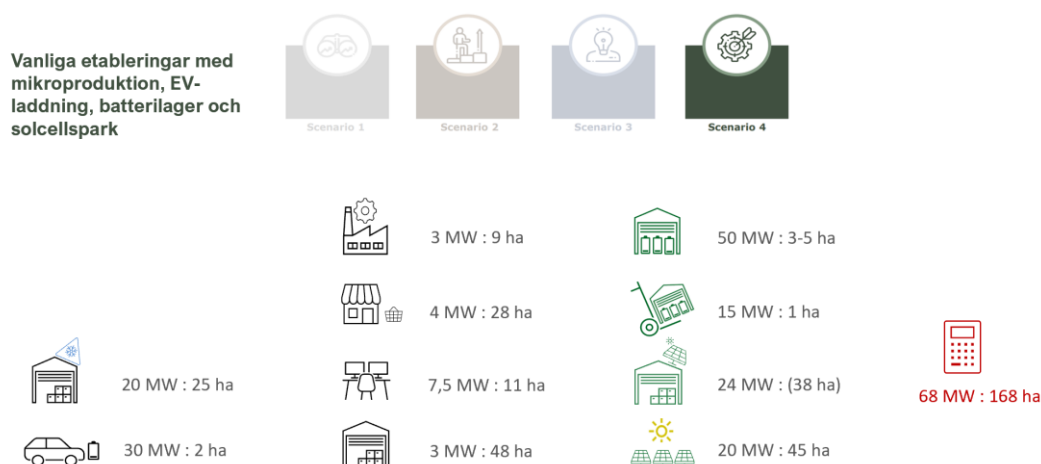
Ett scenario baserat på industrier, elektriska fordon och produktionspunkter föreslogs för att studera nätets tillgänglighet om inga stora förbrukningspunkter beaktas. Med mikroproduktion antas solceller på tak. Tabell 5 presenterar ett scenario där olika

aggregerade industrilaster och produktionsanläggningar ingår i elsystemet. Ett exempelscenario med vanliga etableringar med mikroproduktion framtaget av ESEM finns illustrerad i Figur 6.

Tabell 5. Beräknad effekt samt krävd markyta för ett scenario med vanliga etableringar tillsammans med mikroproduktion, EV-laddning, batterilager och solcellspark.

Industrier & Laddstationer EV + Sol			
Lasttyp	Beräknad Effekt	Landyta	
Komponenttillverkare / Monteringsindustri	3 MW	6 ha - 9 ha	
Matförsäljning / Service + Allmänna butiker	4 MW	16 ha - 28 ha	
Kontor	7,5 MW	11 ha	
Logistikanläggning / Icke-kylt lager	3 MW	42 ha - 48 ha	
Logistikanläggning / Kylt lager	20 MW	25 ha	
EV	30 MW	2 ha	
Microproduction	24 MW	(38 ha)	
Battery Storage	50MW -> 300 MWh	3 ha - 5 ha	
Mobile Battery Storage	100MWh	1 ha	
Solar Park	20MW	45 ha	
	Maximal krafteffekt:	67.5 MW	Maximal landyta: 168.3 ha

Om de nuvarande tillgängliga effekterna i Eskilstunaregionen beaktas går det att dra slutsatsen att större industrier har möjlighet att anslutas till elnätet i Eskilstuna, särskilt om framtida tillgängliga effekter beaktas och om mikroproduktion samt solparker införlivas som åtgärder för att mildra nätkapacitetsbegränsningarna. Däremot kan tillgänglig markyta komma att överskridas beroende på vilken typ av industri som kommer att etableras i Eskilstunaområdet.



Figur 6. Möjligt scenario framtaget av ESEM som omfattar vanliga etableringar med mikroproduktion, EV-laddning, batterilager och solcellspark.

4 Grund för laddningsinfrastruktur och effektbehov

Detta kapitel presenterar en översikt över metodiken som används för att anta det övergripande effektbehovet för varje fordonstyp som presenteras i Tabell 3. Notera att markytan som krävs för laddningsinfrastruktur är baserade på överdimensionerade ytor för transformatorstationer och laddningsplatser.

4.1 Bostadsområden

Nästan alla hus har enfas strömförsörjning på upp till 7 kW eller 11 kW. Det kan dock förväntas att trefas AC-laddning kommer användas av hushåll i framtiden vilket kommer leda till att elbilen laddas upp till 22 kW. Oavsett den typ av underentreprenad som slutanvändaren presenterar för sina hushåll är det känt att laddningen av elbilar mestadels kommer att ske under natten, således finns alltid effekt tillgänglig vid

laddning i hemmet. Baserat på detta går det att anta att förstärkningar i elnätets infrastruktur inte kommer att vara strikt nödvändiga för att säkerställa att privata fordon kan laddas i bostadsområden under lågladdstimmor.

4.2 Kontor/kommersiella områden

För infrastruktur för nya kontor/kommersiella områden antas att kommunerna kommer att kräva ny infrastruktur för att överväga laddare för att begränsa den totala laddningseffekten. Det är känt att beroende på storleken på de nya kontors-/kommersiella områdena kommer antalet laddare att variera. Trots detta har följande antaganden övervägts baserat på det faktum att det råder laddningspunkter med enfaser:

- Offentliga laddningsanläggningar för flera industrier skulle kunna dimensioneras för 1500 A, så en effekt på 345 kW skulle behövas.
- Kontor/kommersiella ytor skulle kunna dimensioneras för 500 A, 200/300 A och 100 A. Effekter på 115 kW, 46/69 kW respektive 23 kW skulle därför behövas för stora, medelstora och små anläggningar.

4.3 Taxi

Snabbladdning kan komma behövas på vissa platser i staden som till exempel vid flygplatser och centralstationer. Notera att flygplatsen i Kjulåsregionen ligger utanför Eskilstunas koncessionsområde och bör således inte övervägas. Centralstationen bör dock innehålla minst 6 laddningspunkter. Vid övervägande av en utnyttjandefaktor på 70% för laddningsstationen med en enskild laddningspunktskapacitet på 150 kW skulle en total näteffekt på 630 kW krävas.

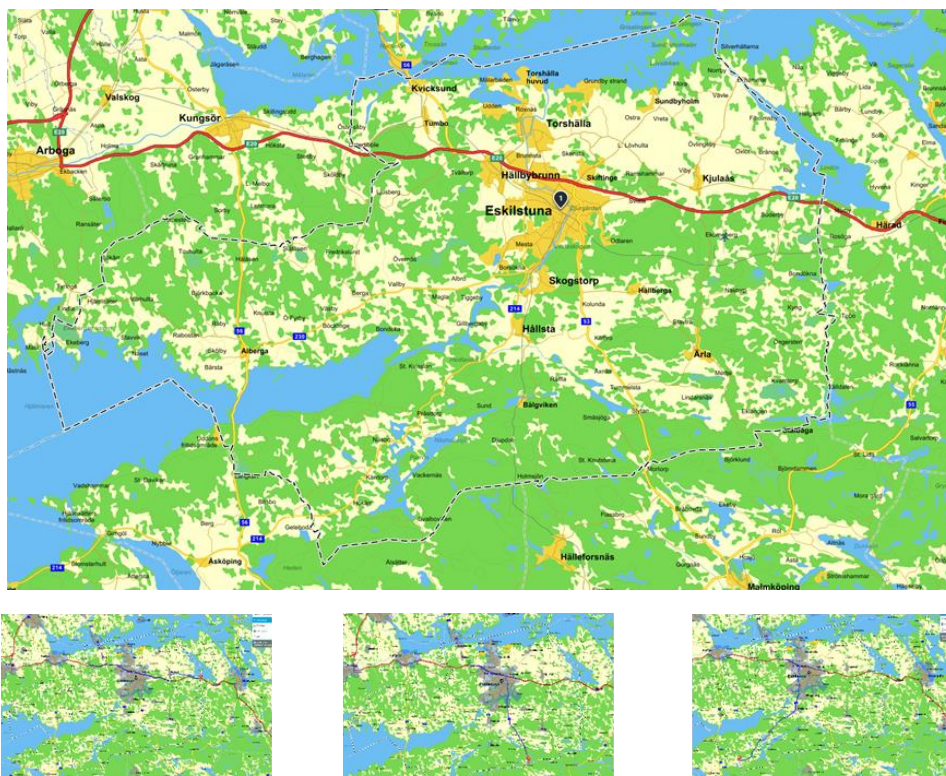
4.4 Motorväg (kommersiella fordon och tunga transportfordon)

För laddningsinfrastruktur för privata fordon på motorvägar skulle det vara nödvändigt att beakta den aktuella tekniken för fordonsladdningskapaciteten. På motorvägar förutsätts att användarna vill ladda sina fordon med snabbladdningsteknik. Med avseende på detta är det nödvändigt att beakta att de senaste fordonen har DC-laddningspunkter på upp till 125 kW och en genomsnittlig körsträcka på 300 km [3]. Dessutom tillåter den nuvarande tekniken för laddningsuttag för kommersiella fordon att ha effekter upp till 150 kW, vilket visas i Tabell 5.

Tabell 5. Laddningsmöjligheter för kommersiella fordon.

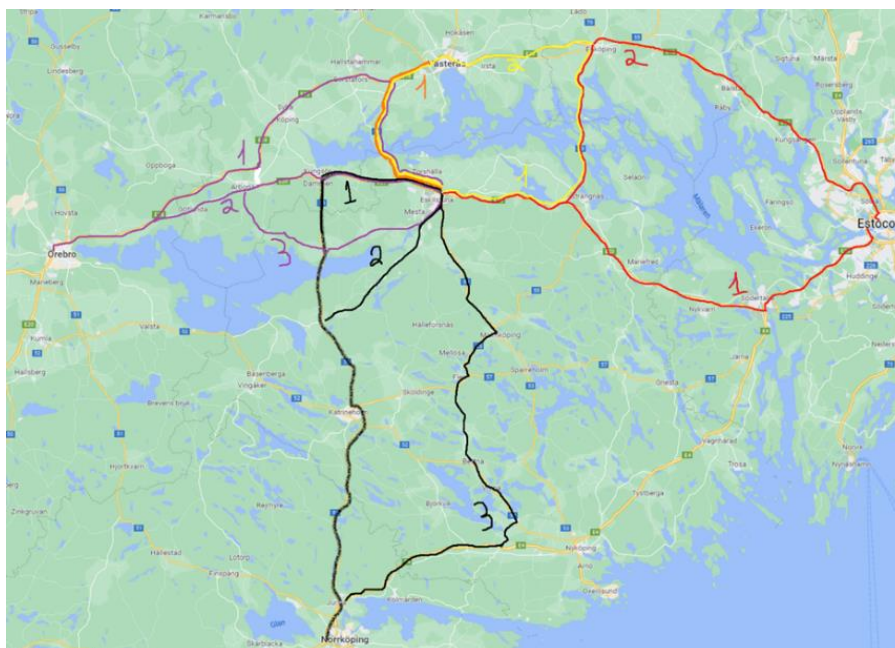
Charging point type and power output per socket	Energy supply capacity needed per charging point
3.7kW AC	16 amps AC single phase
7kW AC	32 amps AC single phase
11kW AC	32 amps AC three phase
22kW AC	63 amps AC three phase
25kW DC	63 amps AC three phase
50kW DC	100 amp AC three phase
75kW DC	150 amp AC three phase
150kW DC	200 amp AC three phase

En annan viktig punkt att beakta är avstånden mellan ytterpunkterna på motorvägarna inom Eskilstuna kommun. E20 och riksväg 56 samt E20 och riksväg 53 utgör en sträcka på 35 km och ansluter Eskilstuna med Stockholm respektive Eskilstuna och Malmköping. Vidare har E20 och riksväg 230 samt 214 en sträcka på ca 45 km och förbinder Eskilstuna och Katrineholm. Denna information möjliggör en analys om huruvida flera laddningsstationer krävs till följd av begränsningar i räckvidd på fordonssidan. I den meningen övervägdes kommunavgränsningen vilken är representerad i Figur 7.



Figur 7. Vägar samt avgränsning som använts i analys kring laddningsstationer.

I analysen övervägdes olika vägar vilka valdes utifrån motorvägarnas största avstånd inom Eskilstunaområdet och enligt förbindning med storstäder. Figur 8 illustrerar de huvudsakliga motorvägsledningarna som förbinder Eskilstuna med Örebro, Stockholm och Norrköping medan respektive motorvägsavstånd för de olika rutterna anges i Tabell 6.



Figur 8. Vägar som förbinder Eskilstuna med andra städer. Respektive rutt är uppdelad i olika färger: Lila motsvarar Eskilstuna - Örebro, Röd motsvarar Eskilstuna - Stockholm, Svart motsvarar Eskilstuna - Norrköping.

Tabell 6 Längd på vägsträckorna som sammanbinder Eskilstuna med Örebro, Stockholm och Norrköping.

	Sträcka	Längd
<i>Eskilstuna - Örebro (lila)</i>	1	114 km
	2	83 km
	3	91 km
<i>Eskilstuna - Stockholm (röd)</i>	1	110 km
	2	142 km
<i>Eskilstuna - Norrköping (svart)</i>	1	130 km
	2	112 km
	3	132 km

De kommande och de senaste kommersiella fordonen uppvisar körförmåga som är vida överlägsna de värden som presenteras för varje enskild sträcka vilket indikerar att flera laddningsplatser endast krävs om målet är att få en högre attraktionsgrad jämfört med andra kommuner. Vidare uppger sakkunniga på Scania att tunga transportfordon för närvarande kan ha körsträckor på 200-250 km. Således krävs inte heller flera laddningspunkter för tunga transportfordon utan de maximala effekterna per laddningspunkt för tunga transportfordon uppgår till 350 kW enligt sakkunniga på Scania. Möten med ESEM indikerade dock att en annan plats är under utvärdering för

tunga transportfordon baserat på logistikflödet runt Eskilstuna. Den plats som är av intresse är vid kombiterminalen och kommer att erbjuda både snabba och långsamma laddningsmöjligheter. Baserat på tillgänglig information antogs därför att det skulle vara fördelaktigt att ha:

- Två olika laddningsstationsplatser för kommersiella fordon och en laddningsstationsplats för tunga transportfordon
- Varje laddningsstation bör ha 10-20 laddningspunkter
- Den maximala effekten av varje laddningsstation bör vara mellan 1500-3000 kW för kommersiella fordon och 3500-7000 kW för tunga transportfordon
- Den totala effekten för varje laddningsstation bör vara mellan 750-1500 kW med en utnyttjandefaktor på 50% för kommersiella fordon och 2450-4900 kW med en utnyttjandefaktor på 70% för tunga transportfordon

Notera att en av platserna för laddningsstationer för kommersiella fordon bör sammanfalla med platsen för laddningsstationer för tunga transportfordon. Detta kommer att göra det möjligt att öka antalet tillgängliga laddningsplatser för logistikfordon och det kan ses som en strategisk plats för sammankoppling av större städer som Örebro-Eskilstuna, Västerås-Eskilstuna, Stockholm-Eskilstuna och Enköping-Eskilstuna.

Notera att vid tilldelning av laddningsstation bör hänsyn tas till terrängprofilen eftersom elektriska fordon kan ladda batterierna under bromsning och vid platser där av- och pålastning krävs. Andra aspekter som kan påverka laddningsstationens placering är förknippade med antalet på varandra följande körtimmar (4 timmar vid tunga transportfordon), men detta bör endast beaktas om flera laddningsstationer krävs på grund av restriktioner för körsträcka.

4.5 Bussar

Energiförbrukningen för bussar är starkt beroende av körcykelegenskaperna. Således är det väsentligt att analysera laddningsinfrastrukturen med avseende på elbussens räckvidd, batterikapacitet och tillförlitlighet för transitbusstjänster. Notera att flera batterikonfigurationer ger möjlighet för elbussar att trafikera rutter med varierande stadskörningsmönster samtidigt som det underlättar utvecklingen av infrastrukturen för laddningsnätet. I det avseendet kan olika laddningstekniker införlivas i elnätet i enlighet med körcykelmönster och batterikapacitet.

De vanligaste laddningsteknikerna är laddning över natten och laddning längs ruten. Laddning över natten kan pågå under längre tidsperioder, vanligtvis 4-5 timmar vid laddningshastigheter runt 140 kW och sker vid bussdepåerna. Laddning längs ruten sker vanligtvis med ultrasnabbladdning och kan pågå mellan 4-6 minuter vid laddningshastigheter på upp till 400-500 kW. Vidare kan laddning längs ruten delas upp i proaktiv laddning, som sker vid start- och slutpunkter för enskilda rutter, och boostladdningar som inträffar under stopp i körcykeln.

Batterikonfiguration och kapacitet har en stor inverkan på utformningen av laddningsinfrastrukturen. Studier indikerar att användningen av ultrasnabbladdning med hög effekt tillåter frekventa och kortvariga laddningar vid slutet av ruten, dvs vid bussterminalen, som spelar en avgörande roll för att minska batterikapaciteten som behövs för både korta och långa rutter, samtidigt som man eliminerar behovet av proaktiv laddning (laddning längs ruten) och undviker serviceavbrott eller förseningar på grund av nödvändig laddning. Ultrasnabbladdning kan således möjliggöra en konsekvent tillförlitlighet för transitbusstjänster i elbussdrift som är förenlig med den för en konventionell dieselbuss samtidigt som degraderingen av batteriet inte ökar. Storleken på kapacitetsförlusten på grund av ultrasnabbladdning verkar vara mindre signifikant än den som är ett resultat av normal upprepad laddning över tid. Således är eventuell oro för att ultrasnabb laddning kommer att kraftigt försämma batteriets prestanda ogrundad.

En studie av den uppskattade effekten avseende busssladdning har utförts utifrån information som har inhämtats från tillgängliga tidtabeller från Sörmlandstrafiken samt reseplaneraren Moovit. Studien presenteras i bilaga 3 och är en preliminär analys som bygger på flera antaganden. Laddning under natten vid depåplatsen och de sämsta rutförhållandena med avseende på avstånd har beaktats i analysen där en total effekt på 5 MW har visat sig krävas. Vidare analyserades varje sträcka oberoende och därför är det inte möjligt att optimera antalet laddningsplatser vid bussterminalerna. Det krävs således framtida studier som måste baseras på mer detaljerad information om antal laddningspunkter per sträcka, bussarnas batteristorlek, antal elektrifierade bussar (drifts- och reservbussar), väntetider och kombinerad ruttanalys. De presenterade variablerna är alla korrelerade vilket gör studien komplex. Studien i bilaga 3 tillåter dock att förklara de nödvändiga effekterna för laddningsinfrastruktur för bussar och kan användas som bas för framtida studier.

5 Kommande nätförstärkningar

5.1 Eskilstuna

Följande information är baserad på Vattenfalls redovisade nätförstärkningar för Eskilstunaområdet. Särskild uppmärksamhet bör ägnas det som presenteras i detta avsnitt vid övervägande om nätutvecklingen för infrastrukturen för långtransportavgifter eftersom logistikcentra och kyllager finns inom de omgivande områdena.

I Eskilstunaområdet pågår ett stort projekt för att öka nätkapaciteten i området för att möta kundernas ökade effektbehov. Området som analyserats ligger öster om centralorten i Eskilstuna, där den huvudsakliga markanvändningen anges som landsbygds- och industri-, logistik- och affärsområden enligt översiktsplanen.

Vattenfall Eldistribution AB planerar att stärka det regionala nätet mellan den befintliga 130 kV luftledningen (BL59) och den nya transformatorstationen Hjortsberga, se Figur 9, för att möjliggöra anslutning av en större industrikund. Detta är en del av ett större projekt relaterat till en ny transformatorstation vid Hjortsberga med spänningvärden på 130/20 kV. Den nya transformatorstationen, öster om Eskilstuna logistikpark, planeras att byggas för att möjliggöra en anslutning till det befintliga 130 kV-nätet. Ytterligare åtgärder planeras i området, så som en ny 130 kV luftledning mellan Kjula och Hjortsberga.

En möjlig lösning skulle vara att bygga in en ny distributionsstation på 130/20 kV nära den nya transformatorstationen i Hjortsberga. Med hänvisning till [4], [5], [6], [7] finns det möjlighet att ansluta regionala nätledningar till denna nya transformatorstation. Vidare anges även att en alternativ rutt studerades men den avslogs främst med avseende på förfrågningar från kunder om var anslutning till deras verksamhet kan ske vilket indikerar att det är lämpliga platser i detta område för att ansluta andra kunder.

I detaljplanerna anges att Eskilstuna Logistikpark bland annat ska utvecklas baserat på e-handelsföretag, dagligvarudistribution, logistikföretag och datacenterverksamhet.

Det finns även planer på att bygga en ny transformatorstation i Gunnarskäl med möjlighet till mer tillgänglig effekt och nya nätanslutningar, vilket har diskuterats med representanter från ESEM.



Figur 9. Pågående projekt hos Vattenfall Eldistribution där det regionala nätet förstärks mellan BL59 och den nya stationen Hjortsberga. Till vänster syns den befintliga 130 kV-ledningen (svart linje).

6 Flexibilitetsmarknader

Detta kapitel förklarar vad flexibilitetsmarknaders funktion samt möjliga nyttor och risker. För information relaterad till affärsmodeller gällande flexibilitetsmarknader, se Bilaga 2.

Handel med flexibilitet på lokala flexibilitetsmarknader hjälper till att motverka kapacitetsbrister i elnäten och kan ersätta eller tillfälligt skjuta på nätförstärkningar. Flaskhalsar löses på en mer lokal nivå med fokus på distributionsnät, lokal produktion och lokal elanvändning. Flexibilitetsmarknader möjliggör för en mer effektiv användning av tillgänglig effekt vilket kommer vara viktigt i det framtida kraftsystemet där det finns mer förnybar elproduktion och ökad elektrifiering.

Att delta på flexibilitetsmarknader som en flexibilitetsleverantör innebär att som elanvändare tillfälligt minska sitt uttag av eleffekt eller som elproducent att starta eller öka elproduktion. Flexibilitetsleverantören lägger upp detta som bud på marknaden som elnätsbolaget i sin tur kan avropa. För elnätsbolaget ger detta möjlighet att väga kostnaden att, om driftläget tillåter, tillfälligt utöka abonnemang mot överliggande nät eller avropa bud från flexibilitetsleverantörer. Flexibilitetsleverantörer har även möjlighet att sälja flexibilitet till Svenska kraftnäts stödtjänstmarknad. I dagsläget påverkas ersättningen för flexibilitet av priset på tillfälliga abonnemang från Svenska kraftnät. Elnätsbolagen som köper flexibilitet ansöker i första hand om tillfälligt abonnemang av Svenska kraftnät.

Flexibilitetsleverantörer kan exempelvis vara energibolag, fastighetsbolag, industrier och aggregatorer. Flexibilitetsresurser i form av nedstyrning av eleffekt som kan användas till bud på marknaden omfattas av, men är inte begränsade till:

- Värmepumpar
- Reservkraft
- Fastighets-/verksamhetsel
- Belysning
- Fordonssladdning

Reservkraft syftar till att öka lokal elproduktion för att råda bot på topplasttimmar.

I dagsläget testas flera flexibilitetsmarknader i Sverige i samverkan mellan Svenska kraftnät och berörda regionnätägare, bland annat sthlmflex och CoordiNet. Dessa marknader initierades för att hantera flaskhalsar mot överliggande nät till följd av att

regionnäsägarna inte kunde få utökade transmissionsnätabonnemang hos Svenska kraftnät. Som marknadsstruktur råder för CoordiNet dagen-före marknad och intradag-marknad medan sthlmflex har en kontinuerlig marknad, för respektive marknad finns en minsta budstorlek på 0,1 MW. Båda flexibilitetsmarknaderna tillåter flexibilitetstjänster i form av fria bud, tillgänglighetsavtal och mFRR.

Ett av de största hindren för flexibilitetsleverantörer och nätbolag att delta på flexibilitetsmarknaderna är direkt kopplat till lönsamhet. Flexibilitetsleverantörer i CoordiNet och sthlmflex upplever låga ersättningar i kombination med få avrop med resulterande låg lönsamhet i dagsläget. Nätbolagen ser hinder med nuvarande intäcksreglering för nätbolag med starkare incitament för att bygga elnät än att arbeta med flexibilitetstjänster.

6.1 Aggregatorer

I dagsläget är det svårt för exempelvis enskilda nätkunder att delta med flexibilitetslösningar på de marknader som kommit till skott, oftast till följd av att det är för hög budgräns med minsta effektvolym som mindre elanvändare inte når upp till. Marknadsaktörer, så kallade aggregatorer, kan samla flera små elanvändares förbrukning i ett bud som läggs upp på elmarknaden, vilket skapar möjligheter för hushåll och mindre verksamheter att delta på flexibilitetsmarknader.

Enligt Energimarknadsinspektionen kommer aggregatorer ha en viktig roll som mellanhand mellan olika kundgrupper och elmarknaden. Idag pågår arbete med Ren Energi-paketet i Regeringskansliet där man utvärderar nationella ändringar i regelverk.

6.1.1 Case: Fordonsladdning i sthlmflex

Fordonsladdning kan genom elsystemoptimerad smart laddning bidra med tjänster till elsystemet. Detta kräver en extern aktör som kan agera som en aggregator för att samla en grupp fordon för att optimera laddning och sälja tjänster till olika marknader, exempelvis flexibilitetsmarknader. I projektet sthlmflex deltog elfordon på marknaden under säsongen 2020/21. Budet ordnades genom ett samarbete mellan en laddningsoperatör, fastighetsägare och en aggregator som sålde tjänsten på marknaden. Dessa kan tillsammans styra runt 700 laddningspunkter på arbetsplatser i olika fastigheter med en budstorlek på ca 0,6 MW. [8]

6.1.2 Case: SISAB i sthlmflex

Det kommunala fastighetsbolaget SISAB i Stockholm deltog i sthlmflex under säsongen 21/22 med 50 förskolor. SISAB minskade uttaget av eleffekt med hjälp av sitt AI-driftsystem SOLIDA som styr, optimerar och analyserar fastigheterna i realtid och styr ned fastigheternas eleffekt utanför verksamhetstid. [9]

7 Fjärrvärme och fjärrkyla

Detta kapitel behandlar lösningar för fjärrvärme och fjärrkyla samt presenterar ett antal case där liknande lösningar har implementerats. För förslag på hur värme/kylalösningen kan utformas utifrån ett strategiskt affärs- och ägandeperspektiv, se Bilaga 2.

För att bygga optimala energisystem måste lokala förhållanden beaktas. Verksamheter med energikrävande processer som genererar överskottsvärme kan med fördel återvinnas i fjärrvärmenätet. Verksamheter som behöver kyla bort värme året om, till exempel stålindustri, kan nyttja restvärmen under sommaren exempelvis i en absorptionskylmaskin för fjärrkylaproduktion istället för att producera kyla med el.

7.1 Överskottsvärme

Idag fläktar många verksamheter bort spillvärme från energikrävande processer, men denna överskottsvärme kan med fördel återvinnas i fjärrvärmenätet för att ta vara på energi som annars i dagsläget går förlorad.

Att ta vara på överskottsvärme kan ersätta nybyggnation eller uppgradering av befintliga värmeproduktionsanläggningar. Vidare gör det möjligt för kraftvärmeverk att producera mer förnybar elektricitet då värmebehovet minskar när överskottsvärme återvinns vilket minskar behovet av värmeproduktion. Minskat produktionsbehov minskar även användning av fossila bränslen och ger en mer effektiv användning av elenergi. Återvinning av lokal restvärme kan även ge ökat kundvärde då det krävs lösningar som är speciellt anpassade för specifika kunder och verksamheter.

För att nyttja överskottsvärme är det viktigt att beakta det geografiska läget för leverantören och fjärrvärmenätet liksom mängden överskottsvärme, hur årsfördelningen ser ut samt temperaturen som kan levereras. Till exempel datahallar har en stabil leverans av överskottsvärme dygnet runt under ett år. Vidare krävs det standardiserade avtalsformer som förenklar deltagandet för leverantörerna och med transparent prissättning blir det enklare för småskaliga aktörer att sälja överskottsvärme.

Leverantörer och mottagare av överskottsvärme kan söka medel för att genomföra investeringar via Klimatklivet. Exempelvis kan medel sökas för samarbeten mellan industriföretag och kommunala energibolag med syfte att öka återvinning av överskottsvärme från till exempel tillverkningsprocesser och/eller serverhallar som kan tas om hand i fjärrvärmeverk. I januari 2022 beviljades exempelvis Boliden Mineral AB och Skellefteå Kraft AB investeringsstöd från Klimatklivet för att omvandla spillvärme från ett smältverk till fjärrvärme, där det möjliggör för Skellefteå Kraft att sluta elda torv. Investeringsstödet ämnas användas till byggnation av en större ackumulatortank samt förstärkning av en fjärrvärmekulvert för Boliden Minerals och för Skellefteå Kraft en ny sammankoppling av två fjärrvärmenät. [10]

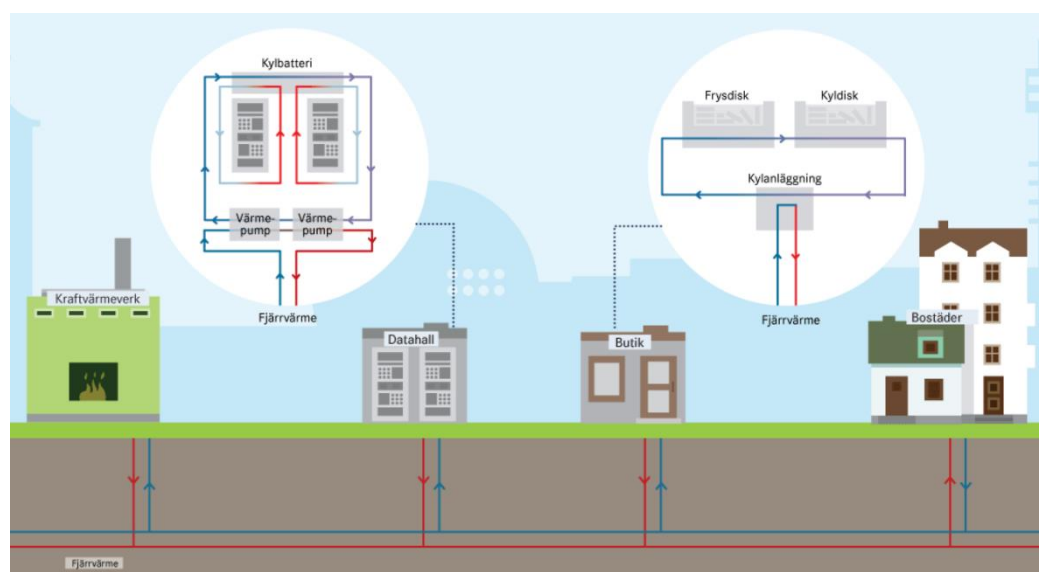
Det finns flera exempel på hur överskottsvärme återvinns i fjärrvärmesystem och exempel ges i avsnitt 7.1.1-7.1.3. Gemensamt för dessa är att det finns ett befintligt fjärrvärme- och fjärrkylasystem som verksamheter redan är anslutna till eller kan ansluta till. Dessa verksamheter får i sin tur betalt för att återvinna restvärme i fjärrvärmesystemet.

7.1.1 Case: Öppen Fjärrvärme, Stockholm

Öppen Fjärrvärme är en handelsplats för överskottsvärme från företag och verksamheter så som datahallar och livsmedelsbutiker som ligger i anslutning till Stockholm Exergis fjärrvärme- eller fjärrkylanät. Energin säljs till Stockholm Exergi för marknadspris och de erbjuder olika varianter för leverans. Har en leverantör varierande mängd överskottsvärme finns möjlighet att fritt välja när och hur mycket som ska levereras till en rörlig prismodell. För konstant värmeöverskott eller överkapacitet av värme kan en del av överkapaciteten säljas på avrop med fast ersättning för avtalad effekt. Leverantörer som har överskottsvärme som är minst 3°C högre än inkommande vatten från fjärrvärmenätet kan sälja och leverera överskottet till nätets returledning enligt rörlig prismodell. [11]

Flera datacenter som deltar i Öppen Fjärrvärme och säljer överskottsvärme till Stockholm Exergi talar för positiva förändrade ekonomiska förutsättningar liksom ökade

konkurrensfördelar då IT-driftbolagens kunder börjar ställa krav på hållbar och miljöanpassad produktion.



Figur 10. Systembeskrivning över Öppen Fjärrvärme. [11]

7.1.2 Case: Stockholm Exergi och Stockholm Data Parks

Stockholm Data Parks är som Öppen Fjärrvärme fast i större skala. Datacenter kräver stora mängder energi för att kyla ned servrar och genererar således en stor mängd överskottsvärme - uppskattningsvis kan ett 10 MW datacenter motsvara uppvärmningsbehovet för runt 20 000 moderna bostadslägenheter. Datacenter behöver därför vara anslutna till ett storskaligt fjärrvärmesystem för att möjliggöra återvinning av överskottsvärmen. Stockholm Exergis fjärrvärmesystem ligger på ca 12 TWh/år. [12]

Stockholm Exergi erbjuder i detta fall kostnadsfri kylning i utbyte mot spillvärmen som återvinns i fjärrvärmenätet.

7.1.3 Case: SamEnergi, Vattenfall

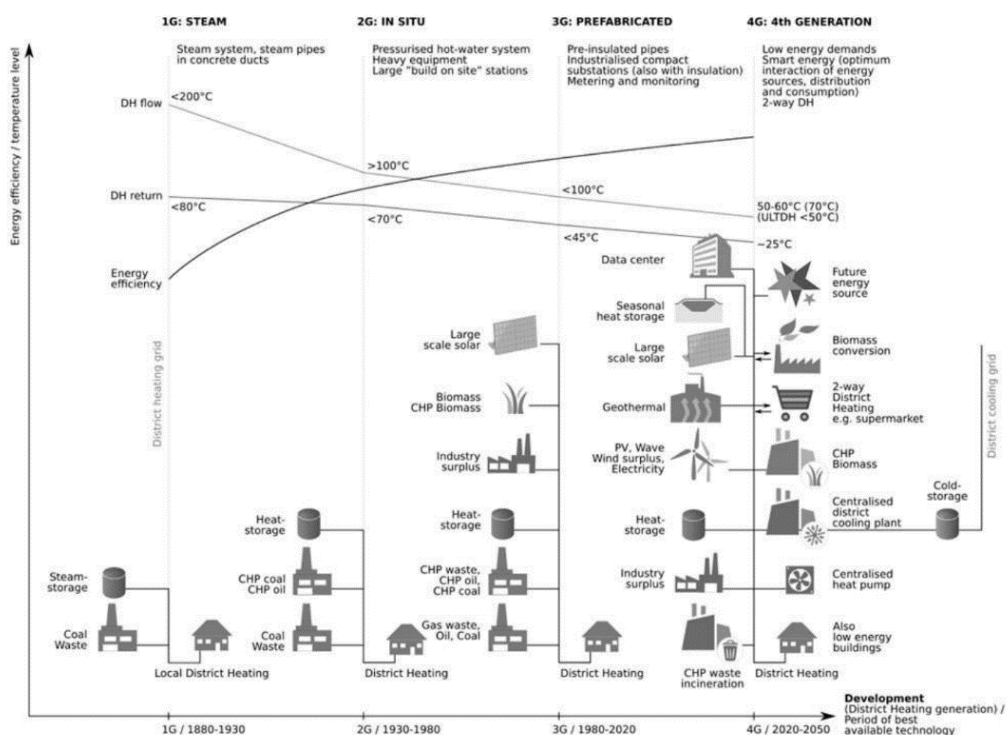
Genom Vattenfalls SamEnergi siktar man på att nyttja överskottsvärme från datacenter, industri samt kyl- och fryslager och möjliggöra för företag att bli småskaliga leverantörer av värme. Överskottsvärme säljs till marknadspris och det pris som Vattenfall betalar bestäms utifrån den marginella produktionskostnaden per timme. Då vattenfall inte behöver producera värmen i egen anläggning tas även det med i priset. SamEnergi tar avstamp i att det ska vara lönsamt för båda parter. [13]

7.2 Lågtempererad fjärrvärme

Dagens fjärrvärmesystem som finns i Sverige kallar man ofta för tredje generationens fjärrvärme. Den håller framledningstemperatur på omkring 86°C och returtemperatur på 47°C i snitt. Om utmatande vatten håller en temperatur på under 50–60°C ställer det till det för det traditionella fjärrvärmesystemet, samtidigt behöver tappvarmvatten vara över 60°C för att förhindra legionella. Under varmare årstider finns en tendens för returflödet till fjärrvärmeverket att ha högre temperatur än vad som är önskvärt till följd av ett mindre värmebehov hos kunder vilket har en negativ påverkan på systemfunktionen. Restvärme från industrier kan på samma sätt hålla för låga temperaturer för att användas i traditionella fjärrvärmesystem.

På senare tid har man börjat prata om fjärde generationens fjärrvärme (4GDH) som består av lågtempererade fjärrvärmenät med temperaturer på 10–70°C för framledning och 5–35°C för returen. Lågtempererade fjärrvärmesystem är fördelaktigt då det ger lägre värmeförluster i näten och skapar möjlighet att ta vara på överskottsvärme med låga temperaturer, till exempel restvärme från industrier, som annars måste förädlas för att kunna användas i det konventionella fjärrvärmenätet. Vidare underlättar lägre temperaturer i nätet att kunna använda geotermisk värme som har för låg temperatur för att kunna utnyttjas i det konventionella fjärrvärmenätet. System som är anpassade för lägre temperaturer öppnar således upp för fler värmekällor och genom att använda lokalt tillgängliga värmekällor kan en relativt hög prisstabilitet förväntas. Fjärrvärmesystem med kraftvärmeverk som energikälla gynnas av lägre returtemperaturer i det att kraftvärmeverkens förbränning blir mer effektiv vilket i sin tur sparar energi och minskar utsläpp. [14]

Att sänka distributionstemperaturen i fjärrvärmenät är ingenting nytt – tidigare generationer av fjärrvärme har utvecklats med lägre temperaturer i syfte att minska värmeförluster, se Figur 11. Välplanerade fjärrvärmenät som använder låga temperaturer kan minska nätets värmeförluster med upp till 75% jämfört med den tidigare generationens fjärrvärme [15]. Lågtempererad fjärrvärme med framledningstemperatur under 60°C kan med fördel användas för uppvärmning via t.ex. radiatorer i och med att det inte finns samma temperaturkrav för varmvatten för uppvärmning av byggnader med avseende på risk för förekomst av legionella.



Figur 11. Tidigare och framtida koncept för fjärrvärme. [16] [17]

För att bibehålla låga framledningstemperaturer i fjärrvärmenätet är det viktigt att hålla ner returflödets temperatur, speciellt för att kunna integrera spillvärme och värme från förnybara källor. Ur ett ekonomiskt perspektiv antyder beräkningar att minskad returtemperatur ger ett ekonomiskt värde som kan variera mellan 0,05-0,5

EUR/MWh, °C och för att undvika för höga returtemperaturer krävs FDD (Fault Detection and Diagnosis) vid kundcentralen [18].

Idag finns och byggs olika former av lågtemperaturssystem runt om i Sverige. I en variant av lågtempererat fjärrvärmenät läggs ett extra rör till i fjärrvärmesystemet för att separera cirkulationsflödet från returflödet. Detta är särskilt fördelaktigt under sommaren då värmebehovet är lågt och varmvatten återcirkuleras till fjärrvärmeverket med minimal förbrukning av värmen. Värmen kan med ett tredje rör cirkuleras i nätet utan att blandas med avkyllt vatten vilket i sin tur ger lägre temperaturer i systemet och bättre systemfunktion. Ett trerörssystem finns beskrivet i avsnitt 7.2.3.

7.2.1 Case: Brunns hög, Lund (COOL DH)

COOL DH är ett EU-projekt där man utvecklar och demonstrerar tekniska lösningar för lågtempererat fjärrvärme för ny och befintlig bebyggelse. I Sverige testas lågtempererat fjärrvärme i Brunns hög, Lund. I Brunns hög finns forskningsanläggningen MAX IV som producerar 30–50°C värme. Kraftringen har byggt en energicentral med tre separata system för restvärme där systemen har tre olika temperaturer. Systemet med den högsta temperaturen, ca 50°C, kan återvinnas direkt i fjärrvärmenätet. Två system håller lägre temperaturer, ca 8°C respektive 25°C, och för dessa flöden höjs temperaturen med värmepumpar för att kunna nyttjas i fjärrvärmenätet, se Tabell 7. Med lågtempererat fjärrvärmenät är tanken att minska behov av värmepumpar för att direkt kunna använda lågtempererat överskottsvärme. [19]

Tabell 7. De tre temperaturnivåerna som finns tillgängliga vid MAX IV som restvärme. CW står för cooling water, L = Low, M = Medium och H = High.

	Framledning	Returledning
CWL	8°C	15–22°C
CWM	25°C	26–40°C
CWH	50°C	55–70°C

Det lågtempererade fjärrvärmenätet planeras att kunna användas till uppvärmning av mark vid exempelvis hållplatser och torg samt gång- och cykelbanor under kallare årstider för att undvika halka och snöröjning. Framledningstemperaturen kommer hålla 65°C och returledningstemperaturen 35°C. [19]

7.2.2 Case: REWARDHeat, Helsingborg och Mölndal

I Helsingborg och Mölndal finns demonstrationssiter för REWARDHeat, ett projekt som startade 2019 där man utvecklar och installerar 8 olika lågtempererade fjärrvärmenät (under 50°C) i olika Europiska städer. Med dessa nät ämnas att minska energikonsumtion från fossila källor för värme och kyla samt påvisa möjlighet att återvinna spillvärme vid låga temperaturer.

I Helsingborg har ett lågtempererat fjärrvärmenät skapats som nyttjar ett borrhålslager för säsongslagring av värme i kombination med en centralvärmepump. Fjärrvärmenätet ska förse en kontorsbyggnad och ett antal bostadshus med värme varav kontorsbyggnaden även använder fjärrkyla. Nätet bygger på ett 4-rörssystem med 40°C för uppvärmning och 60°C för varmvatten. [20]

I Mölndal har ett lågtempererat fjärrvärmenät skapats som nyttjar ett borrhålslager för säsongslagring av värme. Uppvärmning tillhandahålls av en centralvärmepump och

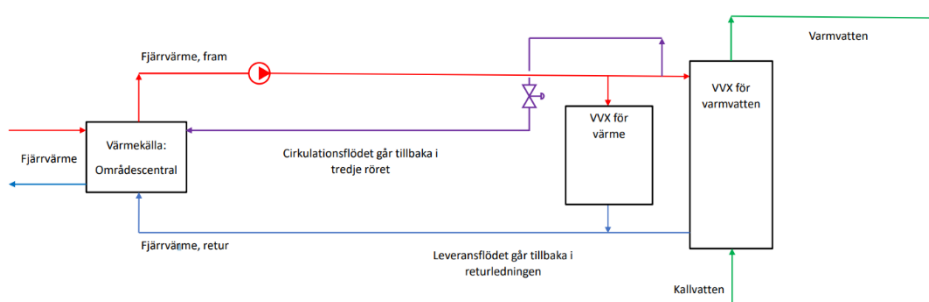
varmvatten av en lokal värmepump. Nätet är kopplat till det befintliga fjärrvärmenätet och ska förse ett antal kontor och bostadshus samt ett hotell med värme. [20]

Båda dessa demonstrationssiter är igång och data håller på att analyseras.

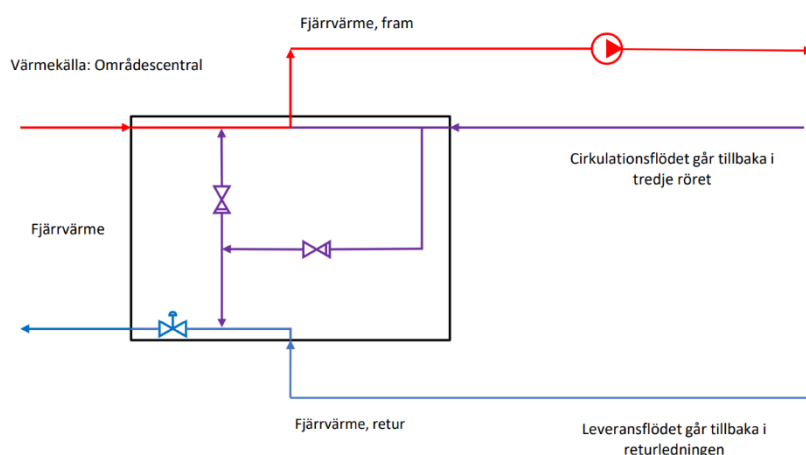
7.2.3 Case: Trerörssystem i Ranagård, Halmstad

Det nya bostadsområdet Ranagård i Halmstad påbörjade installationen av ett lågtempererat fjärrvärmenät 2020 med driftsättning under 2022/2023 i ett pilotprojekt med Högskolan i Halmstad. I Ranagård testas ett trerörssystem som kallas 4GDH-3P (fjärde generationens fjärrvärme med tre rör) och lågtempererad fjärrvärme med två rör. Fjärrvärmen ingår i tomtpriset och värmeväxlare samt styrutrustning står Halmstads Energi och Miljö för.

Trerörssystem bygger på det traditionella framledningsröret och returledningsröret men har utöver dessa ett returrör för cirkulationsflöde, eller varmhållningsflöde. Tanken med att lägga till ett tredje rör är att kunna återcirkulera varmhållningsflöden som inte behövs i nätet vid låg efterfrågan på värme hos kunder istället för att cirkuleras i byggnader. Varmhållningsflödet separeras då från leveransflödets returtemperaturer som kyls ned i fjärrvärmecentralen. För förslag på konfiguration i Ranagård, se Figur 12. Cirkulationsflödet, eller varmhållningsflödet, går tillbaka till fjärrvärmecentralen där flödet delas upp och blandas med framledningen och returen, se Figur 13. Framledningstemperaturen kan regleras genom att inkommande flöde från fjärrvärmenätet blandas med cirkulationsflödet och leveransflödet genom reglerventiler för att få önskad framledningstemperatur. Det tredje röret möjliggör även för returledningen att hålla lägre temperatur än lågtempererade fjärrvärmenät med tvårörssystem. För trerörssystemet 4GHD-3P håller framledningstemperaturen 60–65°C och returledningen ca 28°C. Högre returtemperaturer erhålls under sommarnätter när leveransflödet är nära noll. [14]



Figur 12. Schematisk bild med förslag över trerörssystemet med framledning, retur och det tredje röret för cirkulationsflöde och varmhållning i Ranagård. [14]



Figur 13. Schematisk bild med förslag över trerörssystemet med framledning, retur och det tredje röret för cirkulationsflöde och varmhållning i Ranagård. [14]

7.3 Fjärrkyla

7.3.1 Gemensamt energinät för värme och kyla

En god lösning är att nyttja ett kallt energinät kombinerat med ett centralt borrhålslager. Geoenergin från borrhålslagret distribueras i ett rörnät utan uppvärmning. Respektive byggnad ansluter till rörnätet med en egen värmepump dimensionerad för verksamhetens behov, för fastigheter med kylbehov kompletteras med en kylvärmepump. Detta är en flexibel lösning för framtida utbyggnad av områden, dvs det är en skalbar lösning. I ett sådant system samverkar värme och kyla ihop – fastigheter med kylbehov som ansluter till energinätet kommer dessutom kunna återföra värme till systemet och därmed avlasta borrhålslagret.

7.3.2 Separata nät för fjärrkyla respektive fjärrvärme

Ett alternativ kan vara att använda ett varmt värmenät på 60°C och ett fjärrkylanät. Det närliggande vattendraget ger goda möjligheter till frikyla i ett fjärrkylasystem. När vattentemperaturen blir för hög för att användas direkt som frikyla används vattnet för kondensorkylning vilket ger möjligheter att åstadkomma en hög verkningsgrad för kylmaskinen i fjärrkylacentralen.

Tidigare erfarenheter på AFRY har visat på att en framledningstemperatur på 60°C är tillräcklig i närvärmeområden. Den låga temperaturen skapar goda möjligheter till god verkningsgrad i värmepumpar. Vid etablering av nya verksamheter är det enklare för verksamheterna att anpassa värmesystemen efter framledningstemperaturen. Det är betydligt svårare för redan etablerade byggnader med befintlig fjärrvärme och fjärrkyla att anpassas för förändrade fjärrvärme- och fjärrkylasystem.

7.3.2.1 Frikyla

Om det finns vattendrag eller sjö i anslutning till området kan frikyla från vattnet användas för att kyla fjärrkylanätets vatten. För verksamheterna krävs att de har egna värmeväxlare för att överföra kylan till det slutna kylsystemet i fastigheten.

7.3.2.2 Absorptionskyla

Om restvärme integreras i fjärrvärme- och fjärrkylasystemet finns det möjlighet att nyttja restvärmen till absorptionskyla, dvs att man låter fjärrvärmenätets värme driva kylmaskinen som producerar fjärrkyla. Detta används med fördel under sommartid då spillvärme från industri generellt sett kyls bort, vilket alltså innebär att det inte krävs någon extra värmeproduktion för att driva kylmaskinen och är en ekonomiskt lönsam lösning då spillvärme kan säljas av industrier till lågt pris eller till och med skänkas.

7.3.3 Case: Karlstads Energi AB

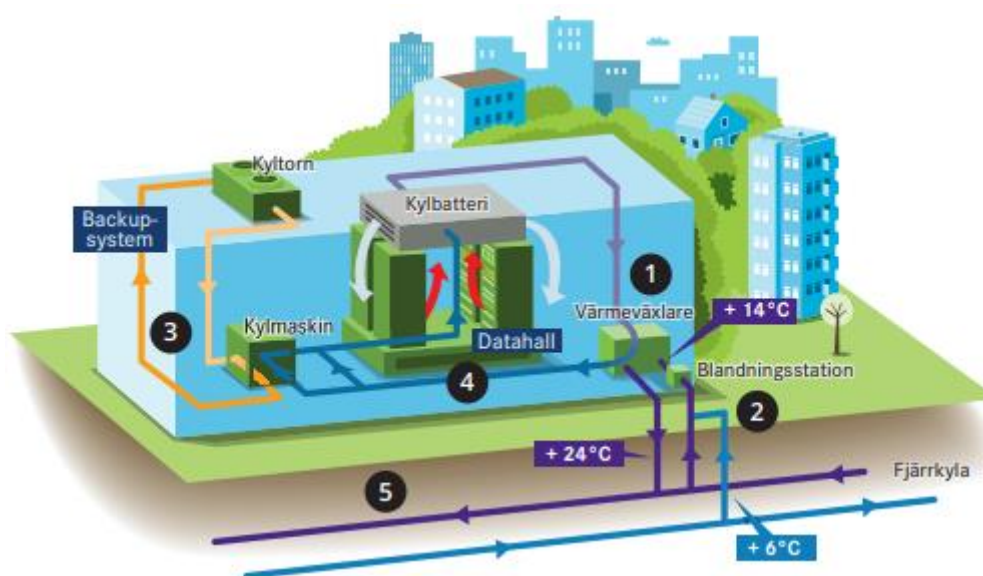
Karlstads Energi AB kommer investera i ett fjärrkylanät där frikyla används från Väneren och vid stort kylbehov används överskottsenergi från bolagets avfallspanna.

Karlstads Energi ser det som en satsning för fjärrvärmenätet då det finns risk att kunder väljer bort fjärrvärme för att i stället använda lösningar med värmepump eller bergvärme om bolaget inte kan erbjuda fjärrkyla. Det ses som en fördel att respektive fastighet kan nyttja fjärrkyla och inte behöva använda andra tekniker för kyla, liksom att det minskar elbehovet och användning av kylmedia kylmaskiner. [21] [22]

I dialog med kunder framgår att fjärrkyla är önskvärt då det ses som ett miljömässigt bättre alternativ än de lösningar som flera använder sig av i dagsläget samt att ytor frigörs och elförbrukningen minskar.

7.3.4 Case: Öppen Fjärrvärme, Processkyla 14°C

I Öppen Fjärrvärme, som tidigare diskuterats i avsnitt 7.1.1 gällande överskottsvärme, finns även möjlighet att direkt ansluta till fjärrkylanätet för att erhålla processkyla på max 14°C. Detta möjliggör för verksamheter att exempelvis endast behöva installera en värmexlaren som ger en mer miljövänlig kylning än att använda lokala kylmaskiner. Resultatet är uppvärmt vatten returneras via fjärrkylanätet till Stockholm Exergi för att sedan kunna förädlas till fjärrvärme, se Figur 14 för ett systemexempel för en datahall. Genom att nyttja fjärrkylanätet för processkyla på detta sätt minskar både energiförbrukningen och driftkostnaderna för verksamheten. [23]



Figur 14. Exempelbild över erbjudande om processkyla i kombination med överskottsvärme i Öppen Fjärrvärme. Här används en kylmaskin med kyltorn som backup-system. [23]

7.4 E.ON ectogrid

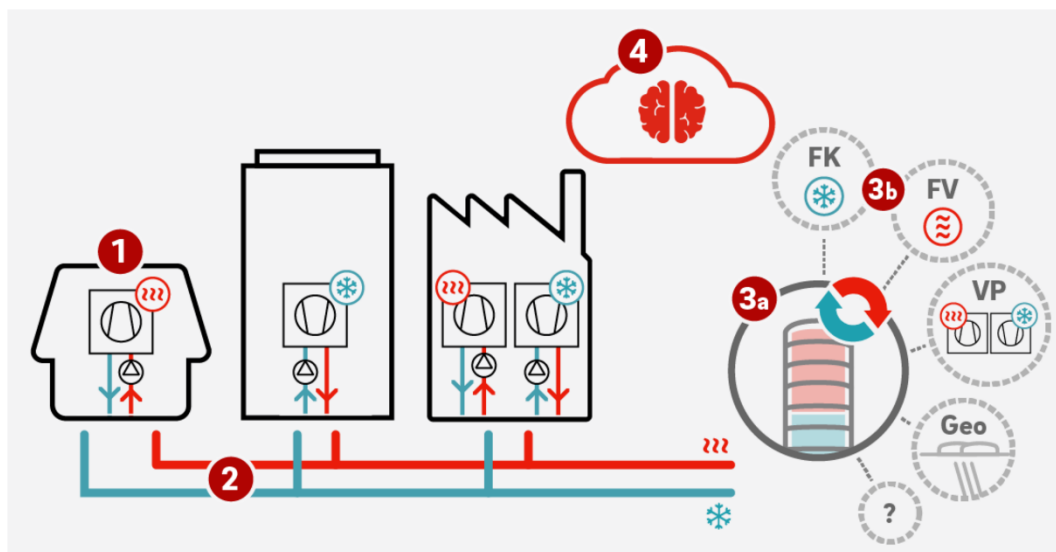
Ectogrid är ett decentraliserat energisystem skapat av E.ON med möjlighet att producera och leverera värme och kyla i samma system. Ectogrid är en skalbar lösning som delar, balanserar och lagrar energin i ett slutet kretslopp för att minimera behovet av att tillföra ny energi till systemet och minskar på så sätt energiförbrukningen samt kostnader och miljöpåverkan. Genom att använda tillgängliga energiflöden innan ny energi tas in hjälper det även till att avlasta elnätet och möjliggör för att använda intermittert förnybar energi. Ectogrid kan beskrivas som ett termiskt batteri och för att styra processen används ectogrid's tillhörande intelligenta plattform ectocloud. Se Figur 15 för en schematisk bild över ectogrids funktion. [24]

Systemet bygger på ett slutet nät med låga temperaturer på 0–40°C till skillnad från traditionell kombinerad fjärrvärme och fjärrkyla. På samma sätt är ledningssystemet utformat annorlunda – istället för två isolerade stålledningar för respektive flödes framledning och returledning, dvs totalt 4 stålledningar som i regel används för traditionella system, använder ectogrid istället ett plaströrssystem med två ledningar som kan vara oisolerade. Detta medför lägre kostnader. [24]

Ledningssystemet har alltså ett rör för varmt flöde och ett rör för kallt flöde. Temperaturen i respektive flöde kan variera över året - varmvattenflödet kan ha en temperatur på t.ex. 25°C medan det kalla flödet kan vara runt 15°C eller lägre. Flödena kan pumpas i olika riktningar genom distribuerad pumpning. För varje byggnad justeras temperaturen efter behov via värmepumpar och kylmaskiner. Respektive byggnads spillvärme eller kyla kan i sin tur skickas vidare till övriga byggnader i det slutna nätet. Förenklat kan det beskrivas som att överskottsvärmen från en kylmaskin kan användas i en värmepump och överskottskyla från en värmepump kan användas i kylmaskinen. Vattentemperaturen i nätet behöver därför inte hålla samma temperatur som det faktiska behovet av värme eller kyla, och genom att lagra energi vid behov löser ectogrid variationer i utbud och efterfrågan. På så vis minimeras behovet av tillförd energi till systemet. Se Figur 16 för en enkel jämförelse mellan ett konventionellt fjärrvärme- och fjärrkylasystem och ectogrid. [24]

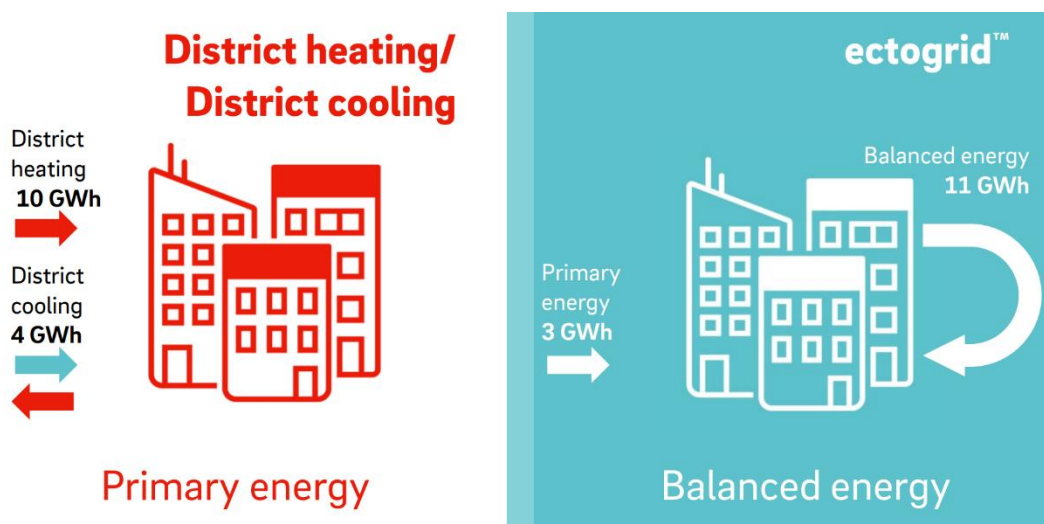
En ackumulatortank används för passiv balansering av varmt och kallt vatten i systemet. Aktiv balansering används när ackumulatortanken inte räcker för att balansera skillnaderna i värme- och kylbehov. Energi tillförs eller avyttras då genom exempelvis fjärrvärme, fjärrkyla, geoenergi, industriell spillvärme eller reversibel värmepump. [24]

Ectogrid har börjat implementeras i praktiken, se avsnitt 7.4.1 samt 7.4.2.



1. Värmepump/kylmaskin | 2. Lågtemperaturnät | 3a. Passiv balanseringsenhet | 3b. Aktiva balanseringsenheter | 4. Intelligent styrning

Figur 15. Schematisk bild över funktionen för E.ON ectogrid. [24]



Figur 16. Jämförelse av energiflödet i ett konventionellt fjärrvärme- och fjärrkylasystem och i ectogrid. [24]

7.4.1 Case: Medicon Village, Lund

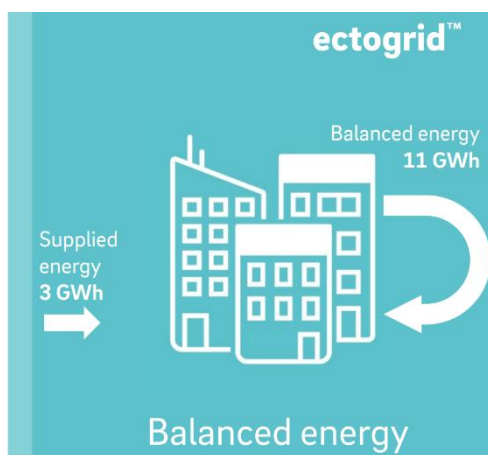
Forskningsparken Medicon Village använder ectogrid för att koppla samman 15 kommersiella fastigheter och bostadshus. Innan ectogrid implementerades fanns ett fjärrvärmebehov på 10 GWh och ett fjärrkylabehov på 4 GWh. På sikt är målet att balansera 11 GWh i systemet och minska behovet av tillförd energi med 65%. Ectogrid i Medicon Village driftsattes under 2019 och samtliga byggnader kopplades samman under 2021. Resultatet efter driftsättningen presenteras i Figur 17. [25]

RESULT

ectogrid™ at Medicon Village results in a reduction of the;

Supplied Energy: - 78,5 %
Energy bill for customer - 20 %

This is a zero emission energy system



Figur 17. Resulterande energiflöde efter driftsättning av ectogrid i Medicon Village. [25]

7.4.2 Case: European Spallation Source (ESS), Lund

Forskningsanläggningen ESS med kontors- och verkstadsbyggnader har som mål att minska upp till 80% av tillförd energi till fastigheterna genom att använda ectogrid. Vattenflödet med spillvärme från ESS kommer ha en temperatur på ca 16°C. [26] Forskningsanläggningen är i dagsläget under uppbyggnad och har således ingen tillgänglig data. E.ON uppskattar att överskottet från ESS motsvarar ungefär 20% av Lunds uppvärmning.

8 Energilager

Detta kapitel behandlar olika lösningar för energilager.

För att balansera ojämn energiproduktion från intermittent förnybar energi är energilagring ett effektivt sätt att tillfälligt lagra överskottsenergi.

I byggnader finns det en naturlig tröghet relaterat till energisystemet i form av byggnadens energilagring förmåga. Detta innebär att både energitillförseln och effektuttaget kan minskas med rätt styrning av toppar och dalar. Med den inbyggda energilagring förmågan kan styrsystem genom prognoser proaktivt justera energitillförseln för att undvika underskottsenergi som skulle behövs motverkas med hög energitillförseln och således även med högt effektuttag [27] [28] [29]. För att erhålla ett system som klarar av att lastbalansera så mycket som möjligt behöver sekundärnätet vara rätt dimensionerat.

I avsnitt 7.4 har det decentraliserade energisystemet Ectogrid beskrivits och det är värt att nämna att systemet i sig fungerar som ett energilager.

8.1 Batteri

Det finns möjlighet att använda batterilager för att lösa tekniska driftproblem och flaskhalsar snabbt. Batterier är skalbara och flexibla – de kan placeras och flyttas efter behov i olika nivåer i systemet. Batterilager används med fördel till att lösa nätproblem på timbasis snarare än vid dygns- eller säsongsvariationer. Exempelvis kan batterilager vara en lösning på den ökande användningen av eldrivna fordon som kan medföra risk för att kapacitetsbrist uppstår i lokala distributionsnät till följd av t.ex. snabbaddning av elbilar eller elbussar som skapar höga effekttoppar i näten. Om spänningsproblematik behöver avhjälpas ett fåtal timmar per år kan upphandling av tjänster från batterilager

vara ett sätt att ersätta eller skjuta upp nätinvesteringar, speciellt vid osäkerheter kring kapacitetsbehov efter en exploatering.

När batterilager inte används, dvs då lasten är låg, kan det användas för stödtjänster och generera intäcksströmmar genom att t.ex. sälja frekvensreglering. Dock är det svårt för elnätsbolag att själva äga ett batterilager med nuvarande och kommande lagstiftning och reglering, så tjänster behöver upphandlas av en tredjepartsaktör eller på en marknad.

Idag är de flesta batterilager i Sverige placerade hos slutkund, i offentlig byggnad eller större fastighetsägare bakom mätaren. Produktion av solex och elbilsladdning sker oftast bakom mätaren och kan i många fall vara roten till problem relaterade till försämrade elkvalitet och topplaster. Här krävs dock fler studier för att bedöma hur batterier bakom mätaren kan avhjälpa sådana problem. Med batterier innanför mätaren hos kunder skapas möjligheter till att nyttja olika tjänster, men dessa behöver aggregeras via en tredjepartsaktör för att användas på marknaden. [30]

8.1.1 Case: Lagring av solex i bussbatterier

En bostadsrättsförening i Göteborg testar att lagra den energi som genereras av solcellerna på byggnadernas tak i begagnade batterier för elbussar som ett sätt att skapa flexibilitet i energianvändningen samtidigt som fastigheternas effektoppar minskas. Elbussarnas batterier får ökad livslängd när de används som energilager vilket resulterar i bättre nyttjande av resurser och mindre miljöpåverkan. Batterilagret sattes in 2018 och förväntas återvinnas efter ca fem år. [31]

Energilagret använder litiumjon-batterier från elbussar som kan lagra totalt 200 kWh, uppskattningsvis har batterierna ca 80% kvar av den initiala kapaciteten när de tas från bussarna. Ett fullt lager förväntas räcka till att ladda ca 4,5 elbilar á 40 kWh. Utöver lagring av den egenproducerade energin från fastigheternas solceller, kan batterilagret laddas med el från omgivande elnät samt sälja överskottsenergi. [31]

8.1.2 Case: Varberg Energi, batterier och flexitjänster

Varberg Energi beslutade 2021 att investera i nätbatterier, ett 400 kW/800 kWh och ett 5MW/10MWh efter ett samarbete med Ntricity. Bolagets dotterbolag Varberg Energimarknad kommer äga batterierna och aggregera kundernas flexibla resurser så som solex. Man ämnar sälja effekt till Svenska kraftnäts stödtjänster och även till de regionala och lokala nätbolagen för att avhjälpa kapacitetsbrist. Det kommer även finnas möjlighet att sälja energi på Nordpool vid högpristimmar. [32]

Det mindre batteriet- som driftsattes årsskiftet 21/22 kommer agera som ett pilotprojekt för att testa teknik och affärsmodeller; det större batteriet planeras att vara i drift 2023. Varberg Energi planerar att ta fram erbjudande om smarta laddningsboxar eller hemmabatteri till hushållskunder och för större företagskunder hjälpa dem investera i egna batterier. [32]

8.2 Vätgas

Vätgaslager fungerar som effektutjämnare och lager för överskottsenergi, och lämpar sig för långsiktig lagring och uttag på vecko-, månads- eller säsongsbasis. Långsiktig inmatning av energi lämpar sig då kostnaden är relaterad till inmatningseffekt och utmatningseffekt istället för lagrad energimängd. Detta att jämföra med batterilager som är dimensionerade efter energilagringens kapacitet, liksom att batterilagring generellt sker på timbasis. En decentraliserad energilagring som vätgas för intermitterande

energi kan ge lägre krav på ledningsnätets kapacitet samt skapar möjlighet för självförsörjning av energi för elabbonenter. Vätgaslagring lämpar sig särskilt för småskaliga självförsörjande system där det finns en hög andel förnyelsebar energi.

Bränslecellssystem som energilagring kan kombineras med andra energisystem, t.ex. vind och solkraft. El leds via elledning till en elektrolysör när det finns överskott på el. I elektrolysören separeras vatten i syrgas och vätgas, varav vätgasen går till lagring i trycksatta tankar. När elbehov uppstår leds den lagrade vätgasen från tank till bränslecell alternativt en vätgasturbin kopplad till en generator och den genererade elen leds vidare till användaren. I små system är det ofördelaktigt att använda turbinen då verkningsgraden generellt är lägre och det är svårt att nyttja resulterande värme. Med vätgaslager sker värmeförluster vid omvandling till vätgas samt i omvandling till el, men värmen kan tas om hand för att nyttjas till uppvärmning av lokaler eller användas i industriella processer. Drivs bränslecellssystemet av trycksatt vätgas består det resulterande utsläppet av vattenånga, medan kolvätebaserade bränslen genererar både vattenånga och koldioxid. Med optimerat uppstartsforlopp genereras inga giftiga föroreningar.

I dagsläget finns två kommersiella elektrolysörer: alkaliska och polymerelektrolyt (PEM). Alkaliska elektrolysörer har längre livslängd med lägre kostnad medan PEM är mindre till storlek och kan snabbt ändra produktionstakten. PEM kan därav användas för att utföra elnätstjänster, exempelvis frekvensreglering. Med vätgaslager finns det även möjlighet att köpa el när priset är lågt och sälja vid högre priser. [33]

En kombination av vätgaslager och batterilager i ett hybridssystem är fördelaktigt då de kompletterar varandra som tidslager – batterier kan hantera fluktuationer under dygnet medan vätgasen har långsiktig hantering.

8.2.1 Case: Mariestad

Mariestad kommun har utvecklat en off grid-lösning för att främja laddningsinfrastrukturen för fordon som använder vätgasteknik. Figur 18 visar den solcellsdrivna tankstationen för vätgas i Mariestad. Solparken består av totalt 10 solpaneler och respektive solpanel har 20x4 solceller. En installerad kapacitet på 0,16-0,24 MW förväntas när man beaktar solpanelskapaciteter mellan 200-300 W. Vidare har vätgaslagret kapacitet att leverera energi till kommersiella fordon med hjälp av två lagringscontainrar allokerade på platsen. [34]

I dagsläget finns begränsat med information tillgänglig gällande vilken teknik som Mariestad använder sig av för tankstationen för vätgas liksom rådande tekniska specifikationer.

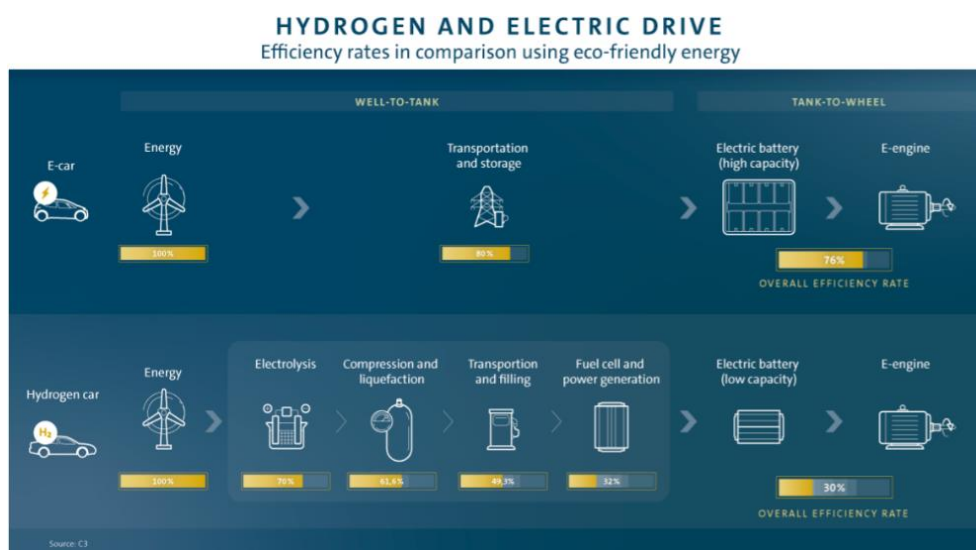


Figur 18. Foto över tankstationen för vätgas i Mariestad med tillhörande solpark. [34]

8.2.2 Utmaningar med vätgas

För att producera väte utan utsläpp krävs elektrolys som har en energieffektivitet på 20-30%. Vid komprimering och lagring tappas ca 10%. Slutligen går ytterligare 30% förlorat när vätgasen omvandlas till elektricitet. Totalt resulterar det i 30-40% av den ursprungliga energianvändningen, vilket är värt att beakta om det t.ex. finns en laddningsstation som ska driva fordon där 60% av energitillförseln går förlorad [35].

Enligt [36] har elektriska bränslecellsfordon många fördelar så som räckvidd, snabb tankning samt inget tungt batteri i bilen. Dock finns en avgörande nackdel som är relaterad till att processen är ineffektiv både vad gäller effektivitet och kostnad. Vidare nämns att ingen hållbar ekonomi har råd att använda dubbelt så mycket energi för att köra bränslecellsbilar när de jämförs med batteridrivna elfordon, vilket framgår av Figur 19.

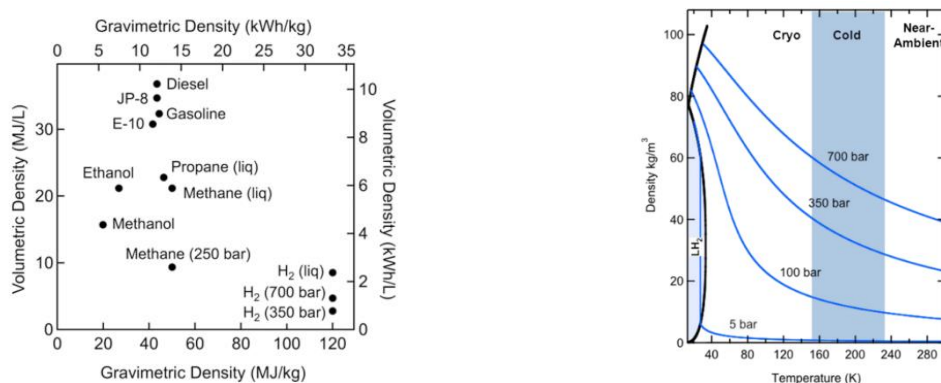


Figur 19. Jämförelse av effektivitet mellan en elektrisk bil och en bil som drivs med vätgas. [36]

Trots problem med effektiviteten i processen finns andra risker med lagring av vätgas som måste beaktas. Några av de största nackdelarna vid övervägande om anläggningar för vätgaslagring omfattas av explosionsrisk och svårigheter att lagra och transportera vätgas.

Vätgas är mer reaktiv än andra brännbara gaser vilket kan leda till större explosionstryck och övergång till detonation. Vidare har vätgas låg antändningsenergi vilket gör att utsläpp kan antända spontant. Explosionsrisken innebär att ett större område behöver tas i anspråk som säkerhetsavstånd beroende på typ av station, tryckförhållanden och typ av gas-/vätskeisoleringsfel [37]. Idag ser riskanalyser från befintliga vätgasanläggningar väldigt olika ut vilket kan innebära varierande säkerhetsnivåer mellan anläggningar liksom osäkerhet för byggherren kring skyddsåtgärder som krävs. MSB utför ett forskningsprojekt i samarbete med Lunds tekniska högskola för att ta fram en sammanhållen metodik för riskanalys. [38]

Lagring av väte är utmanande eftersom väte har högst energi per massenhet men dess låga omgivande temperatortäthet resulterar i en låg energi per volymenhet, vilket visas i Figur 20. För att kunna lagras och transporteras behöver vätgasen generellt komprimeras under högt tryck och beroende på trycknivån krävs olika volymer på behållare vilket kräver en viss markyta. Figur 20 visar korrelationen mellan temperatur och densitet för väte. Observera att om vätgas lagras i flytande form är kylanordningar nödvändiga för att kyla vätgasen där superisolerade lågtryckskärl behövs för att lagra flytande väte vid -253°C och där trycket för flytande väte inte är mer än 5 bar. Observera att kallt och kryogent komprimerade vätesystem tillåter utformning att lagra samma mängd väte antingen i mindre volymer vid samma tryck eller i samma volym vid lägre tryck. [39]



Figur 20. T.v: Gravimetriska och volymetriska energitätheter för vanliga bränslen baserat på lägre värmevärden beräknade för omgivningstemperaturförhållanden. T.h: Lagring av kallt eller kryogent komprimerat väte som leder till högre vätelagringsstäthet. [39]

Laddningslösningar för off-grid kan kräva överdimensionering av vätgaslagringsbehållarna för att minimera den icke-användbara energin om långa perioder utan laddningar beaktas. För att utgå från exemplet i 8.2.1 med kombinerad station för vätgastankning och solcellspark, kan vätgas med andra ord endast produceras upp till kapaciteten på vätgaslagret även om vätgasproduktion är möjlig vilket gör att energiproduktionen i solcellsparken är obrukbar om vätgastankarna redan har nått full kapacitet. Om den kombinerade solcellsparken med vätgaslagring är ansluten till det lokala elnätet kan den fungera som en produktionspunkt eller en lagringsanläggning som skulle kunna bidra till att balansera näteffekterna. Vid anslutning av solcellsparken till nätet tas de ytterligare förlusterna för att omvandla elektricitet till vätgas och vätgas till elektricitet bort, vilket skulle göra det möjligt att

öka systemets totala effektivitet. Vätgas kräver nästan lika mycket energi att producera som det levererar; CE-klassificeringen för vätgas ligger på ca 60%.

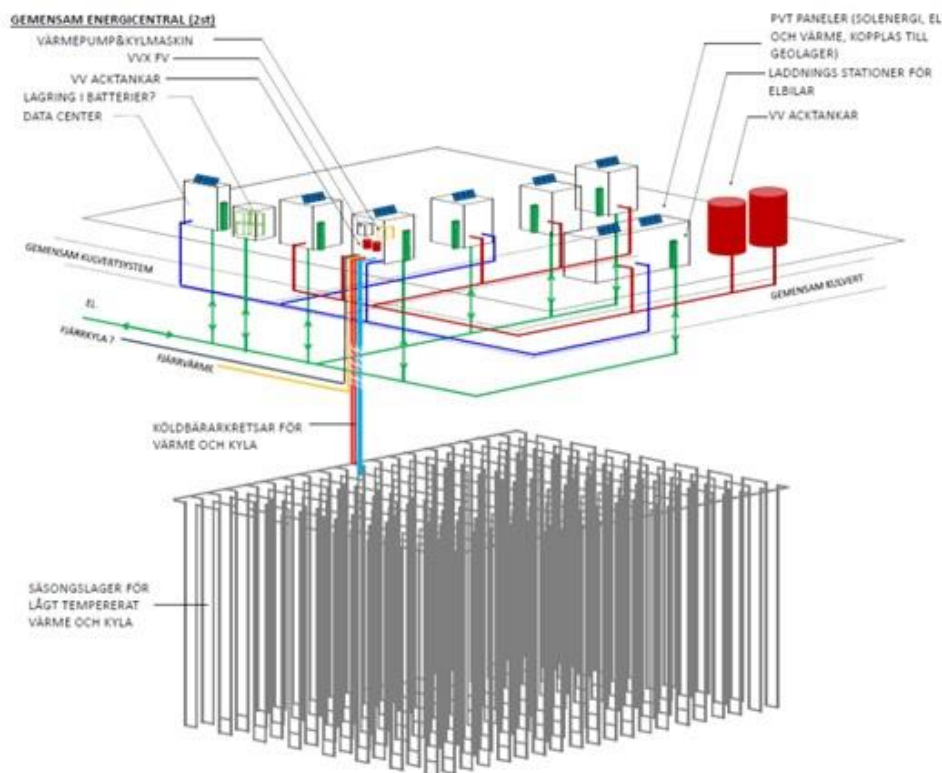
8.3 Geolager/borrhålslager

Säsongslagring av värme och kyla görs vanligtvis via borrhålslager och kan placeras under parkeringsplatser eller grönområden. Borrhålslager kan med fördel användas för aktiv säsongslagring av värme och/eller kyla. Finns det överskottsvärme från industrier kan den värmen lagras i borrhålslager, men även överskott från fjärrvärme kan lagras. För lagring av kyla kan vinterluft eller ytvatten användas. [38] Se Figur 21 för exempel på geoenergilösning.

Den aktiva lagringen möjliggörs genom att borrhålen, där respektive borrhål har en egen kollektorslang, är tätt placerade och kan då värma eller kyla en större bergvolym. Under kalla årstider hämtas värme från berggrunden vilket gör att bergmassan kyls ned och under varma årstider kan man då använda kylan, vilket gör att bergmassan återigen värms upp. [40]

Systemet dimensioneras baserat på energibehov, geologiska förhållanden och bergets termiska egenskaper. Vid uppbyggnad av ett geotermiskt energisystem behövs kunskap med lastbalanseringssystem kopplat till rätt styrsystem kombineras. Ett styrsystem bör användas som sköter effekt- och lastbalansering. Några exempel på styrsystem är Kabona för byggnader, Noda för både byggnader och nät samt E.ONs molnbaserade lösning Ceso för sekundärnät.

Det är viktigt att i ett tidigt skede av projektering av det nya området att geoenergilagrets geologiska förutsättningar utreds och tas höjd för, detta för att det ska finnas plats, yta och planering inför kommande geoenergilager.



Figur 21. Exempel på geoenergilösning kombinerad med värme och kyla.

9 Förslag på etableringskrav

I detta kapitel beskrivs förslag på etableringskrav baserat på det som har tagits upp i rapporten.

Förslagsvis kan etableringskrav omfatta:

- Att spillvärme ska skänkas till ESEM för att kunna återvinnas i fjärrvärmenätet
- Om lågtempererat fjärrvärmesystem används i området behövs krav på högsta och lägsta temperatur från fastigheter anslutna till nätet
- Att solceller ska installeras på tak för nya fastigheter/logistikcenter/kontor
- Att det ska finnas laddningsinfrastruktur för etablerarens fordon

10 Förslag på framtida frågor att utvärdera

En sammanfattning av viktiga frågor att undersöka är samlade i Bilaga 2.

11 Referenser

- [1] Northvolt. Northvolt Ett Catalogue [broschyr]. Northvolth; u.å.
- [2] Rasmussen N. Guidelines for Specification of Data Center Power Density. American Power Conversion; 2005.
- [3] BBC Top Gear. Top Gear's top 20 electric cars [Internet]. BBC Studios Distribution; [okänt år] [citerad 2022-05-24]. Hämtad från <https://www.topgear.com/car-news/electric/top-gears-top-20-electric-cars>
- [4] Vattenfall Eldistribution AB. Samrådshandling: Samråd inför ansökan om nätkoncession för linje för kraftledning mellan Kjula och Eskilstuna logistikpark, Eskilstuna kommun, Södermanlands län. 2021.
- [5] Vattenfall Eldistribution AB. Samrådshandling: Samråd inför ansökan om nätkoncession för linje för kraftledning mellan befintlig 130 kV ledning BL59 och Eskilstuna logistikpark, Eskilstuna kommun, Södermanlands län. 2021.
- [6] Vattenfall Eldistribution AB. Samråd inför ansökan om nätkoncession för linje för nya kraftledningar mellan station Hjortsberga och elintensiv anläggning inom Eskilstuna logistikpark, Eskilstuna kommun, Södermanlands län. 2021.
- [7] Länsstyrelsen Södermanlands län. Förslag till Översiktsplan 2030, Eskilstuna kommun. Granskningsyttrande. 2021.
- [8] Power Circle. Vad är smart laddning? [broschyr]. Stockholm: Power Circle AB; 2021.
- [9] SISAB. SISAB bidrar till att lösa nätkapacitetsbristen [Internet]. SISAB; 2021 [uppdaterad 2021-12-13; citerad 2022-06-10]. Hämtad från <https://newsroom.notified.com/sisab/posts/pressreleases/sisab-bidrar-till-att-losa-natkapacitetsbrist>
- [10] Naturvårdsverket. Spillvärme från Bolidens smältverk blir fjärrvärme för Skellefteåborna med stöd av Klimatklivet [Internet]. Naturvårdsverket; 2022 [uppdaterad 2022-01-14; hämtad 2022-06-21]. Hämtad från <https://www.naturvardsverket.se/om-oss/aktuellt/nyheter-och-pressmeddelanden/spillvarme-fran-bolidens-smaltverk-blir-fjarrvarme-med-klimatklivet/>
- [11] Öppen Fjärrvärme. Så fungerar Öppen Fjärrvärme [internet]. Stockholm: Stockholm Exergi. [citerad 2022-06-10]. Hämtad från <https://www.oppenfjarrvarme.se/om-oss/sa-funkar-oppen-fjarrvarme/>
- [12] Stockholm Data Parks. Benefits of Green Computing in Stockholm [internet]. Stockholm: Stockholm Data Parks [citerad 2022-06-10]. Hämtad från <https://stockholmdataparks.com/benefits-of-green-computing-in-stockholm/#large-scale-heat-recovery>
- [13] Vattenfall AB. Så kan datahallar tjäna pengar på överskottsvärme [internet]. Vattenfall AB; 2021 [citerad 2022-06-10]. Hämtad från <https://energyplaza.vattenfall.se/blogg/sa-kan-datahallar-tjana-pengar-p%C3%A5-overskottsvarme>
- [14] Energimyndigheten. Ranagård med 4GDH-teknik. Eskilstuna: Energimyndigheten; 2022. Slutrapport.

[15] Li H, Svendsen S, Gudmundsson O, Kuosa M, Rämä M, Sipilä, K, et.al. Future low temperature district heating design guidebook: Final Report of IEA DHC Annex TS1. Low Temperature District Heating for Future Energy Systems. International Energy Agency; 2017.

[16] Lund H, Werner S, Wiltshire R, Svendsen S, Thorsen JE, Hvelplund F, Vad Mathiesen B. 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems [Elektronisk]. Energy; 2014. Vol 68. [citerad 2022-06-13] Hämtad från: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>

[17] Lund H, Alberg Østergaard P, Chang M, Werner S, Svendsen S, Sorknæs P, Thorsen JE, Hvelplund F, Gram Mortensen BO, Vad Mathiesen B, Bojesen C, Duic N, Zhang X, Möller B. The status of 4th generation district heating: Research and results [Elektronisk]. Energy; 2018. Vol 164. [citerad 2022-06-13] Hämtad från <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.206>

[18] Frederiksen S, Werner S. District Heating and Cooling. Upplaga 1. Lund: Studentlitteratur AB; 2013.

[19] COOL DH. Brunnsköp i Lund [Internet]. COOL DH: u.å. [citerad 2022-06-10]. Hämtad från <https://www.cooldh.eu/demo-sites-and-innovations-in-cool-dh/brunnshog-in-lund/>

[20] REWARDHeat. Helsingborg and Mölndal, Sweden [Internet]. REWARDHeat; 2020 [citerad 2022-06-21]. Hämtad från <https://www.rewardheat.eu/en/Demonstration-Networks/Helsingborg-and-Molndal>

[21] Karlstads Energi. Nu ska Karlstad kylas med Vänervatten [internet]. Karlstad: Karlstads Energi AB; 2021. [citerad 2022-06-13]. Hämtad från <https://www.karlstadsenergi.se/nyheter/nu-ska-karlstad-kylas-med-vanervatten/>

[22] Mårtensson F. Därför satsar Karlstad på fjärrkyla. Tidningen Energi [internet]. 1 september 2021 [citerad 2022-06-10]; Hämtad från <https://www.energi.se/artiklar/2021/augusti-2021/darfor-satsar-karlstad-pa-fjarrkyla/>

[23] Öppen Fjärrvärme. Kostnadseffektiv kyla och värmeåtervinning som tjänst. Stockholm: Stockholm Exergi. [citerad 2022-06-21]. Hämtad från <https://www.oppenfjarrvarme.se/referens/interxion-kista/>

[24] E.ON. Tekniken bakom Ectogrid [internet]. E.ON Energilösningar (värme); 2022 [citerad 2022-06-10]. Hämtad från <https://www.eon.se/foeretag/vaerme-och-kyla/ectogrid/sa-fungerar-ectogrid>

[25] E.ON. E.ON ectogrid utvecklar Medicon Village [internet]. E.ON Energilösningar (värme); 2021 [citerad 2022-06-10]. Hämtad från <https://www.eon.se/foeretag/vaerme-och-kyla/ectogrid/ectogrid-medicon-village>

[26] E.ON. E.ON och ESS fördjupar energisamarbetet med ectogrid till Campus [Internet]. E.ON Energilösningar (elhandel); 2021 [citerad 2022-06-10]. Hämtad från <https://www.eon.se/nyheter/e-on-och-ess-foerdjupar-energisamarbetet-med-ectogrid-till-campus>

[27] Ottosson J, Johansson L, Kensby J, Lygnerud K, Nilsson J, Nilsson A. Affärsmodeller för fjärrvärme och värmepumpar i fastigheter. Energiforsk; 2020. Rapport 2020:678.

[28] Söderberg J, Ekström D, Sagebrand U. Jämförelse av effektreduceringsåtgärder i fjärrvärmesät. Energiforsk; 2019. Rapport 2019:591.

- [29] Kensby J, Johansson L, Jansson S, Carlsson J. Värderingsmodell för efterfrågefleksibilitet. Energiforsk; 2019. Rapport 2019:564.
- [30] Wolf A, Sandels C, Shepero M. Lokal energilagring eller traditionella nätförstärkningar? Stockholm: Power Circle; 2018.
- [31] Brolin C, Sommansson C, Olofsson, Y. Lagring av el i begagnade bussbatterier i Riksbyggen Brf Viva. Göteborg: Riksbyggen; 2016.
- [32] Wickström J. Varberg Energi satsar på batterier och flex tjänster. Tidningen Energi [internet]. 19 augusti 2018 [citerad 2022-06-10]; Hämtad från <https://www.energi.se/artiklar/2021/augusti-2021/varberg-energi-satsar-pa-batterier-och-flex-tjanster/>
- [33] Vätgas Sverige. Vätgas som energilagring [Internet]. Göteborg: Vätgas Sverige; 2016 [citerad 2022-06-14]. Hämtad från <https://vatgas.se/faktabank/energilagring/>
- [34] Vätgas Sverige. Mariestad visar vägen till ett hållbart samhälle [Internet]. Göteborg: Vätgas Sverige; 2021 [citerad 2022-06-27]. Hämtad från <https://vatgas.se/2021/02/02/mariestad-visar-vagen-till-ett-hallbart-samhalle/>
- [35] Lerma A. Hydrogen Fuel Cell Efficiency: How Does it Compare to Lithium-Ion? [Internet]. Flux Power; 2021 [citerad 2022-06-21]. Hämtad från <https://www.fluxpower.com/blog/hydrogen-fuel-cell-efficiency-how-does-it-compare-to-lithium-ion>
- [36] Volkswagen AG. Hydrogen or battery? A clear case, until further notice [Internet]. Volkswagen AG; 2019 [citerad 2022-06-21]. Hämtad från <https://www.volkswagenag.com/en/news/stories/2019/08/hydrogen-or-battery--that-is-the-question.html#>
- [37] Timmers P.G.J., Stam G. Risk Based Safety Distances for Hydrogen Refueling Stations. International Conference on Hydrogen Safety, 2017.
- [38] MSB. Säker energilagring med vätgas [broschyr]. MSB; 2021.
- [39] U.S. Department of Energy. Hydrogen Storage. U.S. Department of Energy; 2017.
- [40] Erlström M, Mellqvist C, Schwarz G, Gustafsson M, Dahlqvist P. Geologisk information för geoenergianläggningar – en översikt. SGU; 2016. SGU-rapport 2016:16