
RAPPORT

VÄRMDÖ KOMMUN

Från iskyla till sommarvärme

UPPDRAGSNUMMER 1133239000

RESURSEFFEKTIVARE ENERGIFÖRSÖRJNING INOM CENTRUMOMRÅDET I GUSTAVSBERG



ORIGINAL

2013-10-01

SWECO ENVIRONMENT AB
STHLM VATTENRESURSER

ANDERS NILSSON, IULIIA SVYRYDONOVA OCH MICHAEL
HÄGG

Innehållsförteckning

1	Sammanfattning	1
2	Bakgrund	3
2.1	Syfte	3
2.2	Systemalternativ	3
3	Geologiska och hydrologiska förutsättningar	4
3.1	Områdesbeskrivning	4
3.2	Hydrologi	4
3.3	Jordarter och geologi	5
3.3.1	Regionala jordartsgeologiska förhållanden	5
3.3.2	Lokala jordartsgeologiska förhållanden	6
3.4	Närliggande brunnar	6
3.5	Berggrund	7
3.6	Termiska egenskaper i berg	9
3.7	Grundvattenbildning och grundvattenmagasin	11
3.7.1	Regionala förhållanden	11
3.7.2	Lokala förhållanden	11
3.8	Skyddade områden	11
4	Ytor tillgängliga för borrhålslager, solfångare och solceller	13
5	Kartläggning energibehov	15
5.1	Översikt	15
5.2	Ekvallen	16
5.3	Gustavsbergsbadet	21
5.3.1	Översikt	21
5.3.2	Energibehov	23
5.3.3	Frånluftsåtervinning	26
5.3.4	Varaktighetsdiagram el	28
5.3.5	Varaktighetsdiagram värme	31
5.4	Planerade bostäder	33
5.5	Sammanställning, värme och kylbehov	33
6	Tekniska förutsättningar för solfångare och solceller	35
6.1	Solinstrålning	35
6.2	Utomhustemperatur Stockholm	35
6.3	Dimensionering av solfångare	36
6.4	Placering av solceller	37

7	Systemalternativ 1 - Fjärrvärme	38
8	Systemalternativ 2 – Värmåtervinning ismaskiner och borrhålslager	39
8.1	Översikt	39
8.2	Energiförbrukning – Ekvallen och planerade bostäder	39
8.3	Gustavsbergsbadet	43
8.3.1	Energibehov	43
8.4	Dimensionering av borrhålslager	43
8.4.1	Översikt	43
8.5	Principiell funktionsbeskrivning	45
8.5.1	Driftfall 1 Vinter: Värmeöverskott från isproduktion	45
8.5.2	Driftfall 2 Vinter: Borrhålslager	45
8.5.3	Driftfall Sommar, vår och höst	46
9	Behov av inköpt energi och effekt	47
10	Miljöpåverkan	48
11	Ekonomi	49
11.1	Allmänna förutsättningar för beräkning av livscykelkostnader	49
11.1.1	Inflationstakt	49
11.1.2	Real kalkylränta	49
11.1.3	Tid	49
11.1.4	Tekniska livslängder	49
11.2	Energipriser	50
11.2.1	Elpriset 2013	50
11.2.2	Elpriset 2015-2055	50
11.2.3	Prissättning Fjärrvärme	54
11.3	Merinvesteringskalkyl	55
11.3.1	Alternativ 1	55
11.3.2	Alternativ 2	56
11.4	Driftkostnader och livslängder	56
11.5	Årliga kostnader	57
11.6	LCC-kalkyl	57
11.7	Känslighetsanalys av LCC-kalkyl	58
12	Diskussion och rekommendationer	61
12.1	Energikartläggning	61
12.2	Val av framtida energisystem	62
13	Referenser	64

Bilagor

Bilaga 1 – Berggrundsgeologisk karta, SGU

Bilaga 2 – Energianvändning i olika typer av idrottsanläggningar

Bilaga 3 – Systemöversikt

Bilaga 4 – Systemöversikt över energiförbrukningen på Ekvallen

Bilaga 5 - Systemöversikt över energiförbrukningen på Gustavsbergsbadet

Bilaga 6 – Principflödesschema, befintligt system

Bilaga 7A – Prestandadata för kylmaskiner, Ekvallen

Bilaga 7B – Prestandadata för kylmaskiner, Ekvallen

Bilaga 8 – Specifikation av värmepumpar, Gustavsbergsbadet

Bilaga 9 – Förslag till principalschema, Alternativ 1

Bilaga 10 – Förslag till principalschema, Alternativ 2

Bilaga 11 – LCC-kalkyl (2015-2055)

Bilaga 12 – Ledningsdragning

1 SAMMANFATTNING

I Gustavsberg finns idag ett större område för sport- och idrottsaktiviteter benämnt Ekvallen. Området utgörs av bl.a. tre isbelagda ytor för ishockey och bandy, en tennishall och en sporthall. I områdets direkta närhet finns också badanläggningen Gustavsbergsbadet som årligen tar emot omkring 190 000 besökare. Både Ekvallen och Gustavsbergsbadet använder tillsammans stora mängder el, c:a 4,8 GWh per år. Mycket av denna åtgår till försörjning av komfort- och tappvarmvattenbehov med direktverkande el, elpannor och värmepumpar men också för isproduktion till de tre isbelagda ytorna. Omfattande planer finns för att utveckla det närliggande centrumområdet med en hög ambition om hållbarhet. Som en del i denna utveckling planerar Värmdö kommun att uppföra nya bostäder i anslutning till Ekvallen. Med bakgrund av detta har Värmdö kommun anlitat Sweco för att utreda möjligheter till en mer resurseffektiv energiförsörjning inom området runt Ekvallen.

Tekniskt har två systemalternativ identifierats som mer intressanta att undersöka närmare för ovan nämnda projekt. Systemalternativ 1 utgör referensalternativ där värmeförsörjningen inom området i huvudsak sker med fjärrvärme. Systemalternativ 2 utgörs av ett lågtempererat närvärmenät där spillvärme och borrhålslager för säsongslagring av värme nyttjas med en central värmepump för att tillgodose värmebehovet inom området. Båda systemalternativ använder solfångare för tappvattenvärmning och även solceller för egenproduktion av el.

Systemalternativ 2 bedöms kunna halvera den årliga mängden inköpt energi för komfort- och tappvarmvattenvärmning jämfört med systemalternativ 1. Detta möjliggörs genom att främst ta tillvara på spillvärmen från kylmaskinerna vid isproduktionen. För perioder då spillvärmen överstiger värmebehovet lagras värmen i borrhålslagret vilken sedan kan utnyttjas under perioder då spillvärmen ej är tillräcklig.

Miljöbelastningen har för systemalternativen beräknats utifrån ett CO₂-perspektiv. Värmdö kommun köper idag vattenkraftsmärkt el och fjärrvärmen från den lokala leverantören baseras i huvudsak på träflis. Detta gör att båda systemalternativen kan betraktas som likvärdiga ur miljösynpunkt. Laktagelsen är dock avhängig den miljövärderingen av el som görs.

Ekonomiskt har de båda alternativen jämförts med två metoder, rak pay-off och LCC. Jämförelsen visar på en relativt god lönsamhet för systemalternativ 2 sett från båda perspektiv. Den raka pay-off kalkylen beräknades till omkring 11 år. LCC-kalkylen upprättades för åren 2015 till 2055 och alternativ 2 erhöll en besparing om c:a 7 Mkr jämfört med systemalternativ 1. En känslighetsanalys av LCC-kalkylen visar även att systemalternativ 2 är mer lönsamt även om relativt stora ändringar av indata görs, t.ex. i antaganden om energipris, investering, kalkylränta, driftkostnader.

Fördelen med systemalternativ 1 är att det är en enkel lösning där fjärrvärmen ersätter dagens elpannor och som kräver en jämförelsevis lägre investering. Systemalternativ 2 är däremot mer avancerat och kräver en högre investering. Dock tar denna systemlösning bättre tillvara på de lokala förutsättningarna och kan anses bidra till en mer hållbar och resurseffektiv energiförsörjning då stora mängder spillvärme tillvaratas. Mängden inköpt energi minskas

kraftigt vilket innebär lägre driftskostnader samtidigt som all värme produceras helt lokalt i ett eget, fristående system. En utmaning med detta systemalternativ är att det ställer högre krav på driftorganisationen. Dock finns redan idag en viss återvinning av spillvärmens till Gustavsbergsbadet vilket indikerar att det finns förutsättningar för att kunna åstadkomma denna typ av driftorganisation.

Under projektets gång har ett antal punkter identifierats för vidare utredning. Detta då de bedöms ha en betydande påverkan för en framtida systemomställning. Vid utredning av värmebehovet framkom att mätdata saknades. Därför rekommenderas att installera utrustning och förbereda driftorganisationen för individuell mätning och driftuppföljning av byggnader samt elpannor och värmepumpar. Gustavsbergsbadet bedöms kunna genomföra ett antal åtgärder bl.a. åtgärda värmeåtervinning i ventilationen och undersöka möjligheter att driftoptimera pumpar och fläktar. För Ekvallen bedöms driftoptimeringsåtgärder relaterade till ventilation och tappvarmvatten kunna genomföras.

Mot bakgrund av ovanstående potential för energibesparingar inom området kan mycket väl dimensionerande förutsättningar för ett nytt energisystem till området komma att ändras med lägre investeringskostnader än vad föreliggande rapport räknar med som följd. Då systemalternativ 2 är mer investeringstungt bör sådana ändringar gynna borrhålslageralternativet mer än fjärrvärmealternativet.

En framtida grön stadsdel kan orimligen baseras på en systemlösning som till stor del utgörs av direktverkande el och elpannor. Någon typ av vattenburet system invändigt byggnaderna samt ett närvärmenät inom området bedöms därför som närmast ofrånkomligt om denna gröna ambition ska förverkligas.

2 BAKGRUND

Sweco har av Värmdö kommun fått i uppdrag att undersöka möjligheter att effektivisera energiförsörjningen runt centrumområdet i Gustavsberg. Idag utgörs området av flertalet anläggningar för bl.a. bad, ishockey, bandy och tennis. Området använder idag stora mängder el som bland annat används för komfort- och tappvattenuppvärmning. En betydande del av den totala elförbrukningen används även för att producera is till de tre isbelagda ytorna som finns inom området. Vid isproduktionen produceras samtidigt stora mängder överskottsvärme som till viss del återvinns av Gustavsbergsbadet men som i huvudsak fläktas bort.

Till området planeras inom de kommande åren nya bostäder där det idag finns en parkering väster om Ekvallen. Värmdö kommun har som ambition ett mer grönt centrumområde. Sweco har därför fått i uppdrag att undersöka möjligheterna till ett mer resurseffektivt centrumområde.

2.1 SYFTE

Utredningen syftar till att ta fram förslag för en mer resurseffektiv energiförbrukning inom centrumområdet i Gustavsberg.

2.2 SYSTEMALTERNATIV

Två systemförslag har bedömts intressanta att jämföra inom ramen av detta projekt:

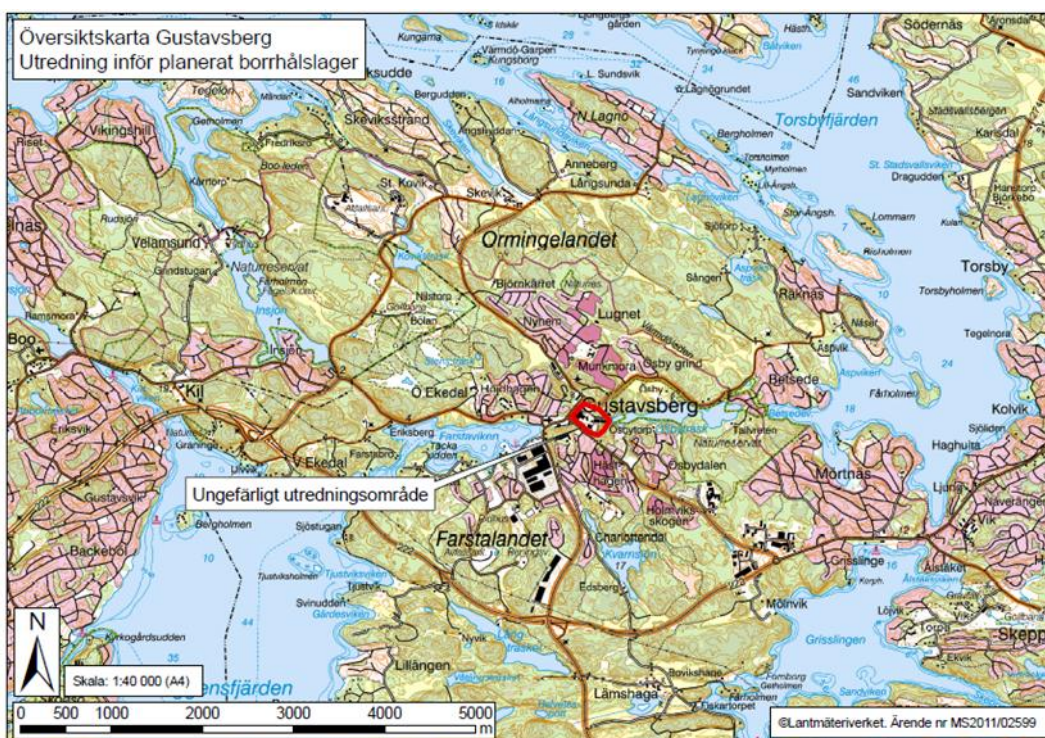
- Systemalternativ 1: Fjärrvärme och solfångare
- Systemalternativ 2: Utökad värmeåtervinning av ismaskinernas värmeöverskott med hjälp av ett närvärmenät, borrhållslager och solfångare

Till båda alternativen planeras solfångare att placeras på de nya bostäderna för produktion av tappvarmvatten. Även solceller planeras till området.

3 GEOLOGISKA OCH HYDROLOGISKA FÖRUTSÄTTNINGAR

3.1 OMRÅDESBESKRIVNING

Området ligger på Värmdölandet sydost om Stockholm, öster om Gustavsbergs centrum och är omgivet av bebyggelse och vägar på alla sidor utom österut där vattendraget Ösbyträsk är beläget, se Figur 1 nedan. Området består idag av naturmark, byggnader för idrottsverksamhet, en mindre parkering, ett badhus samt ytvattendrag.



Figur 1. Översiktskarta Gustavsberg och ungefärligt utredningsområde.

3.2 HYDROLOGI

Utredningsområdet är kuperat med tre höjdparter och den naturliga avrinningen leds naturligt åt två håll; dels mot Ösbyträsk men även västerut, mot Farstaviken.

Marknivån varierar mellan + 1,5 vid Ösbyträsk strand upp till ca + 40 meter på Kråkbergets topp ¹.

Den närmsta nederbördsstationen heter 9818 Gustavsberg och ligger knappt en km väster om utredningsområdet vid Farstaviken. Medelnederbörden under perioden 1961 - 1990 ligger på ca

¹ WSP, 2011

47 mm/månad och ca 560 mm/år². Borträknat evapotranspirationen, d.v.s. avdunstning och växtlighetens upptag av vatten, blir områdesavrinningen ca 200 mm/år.

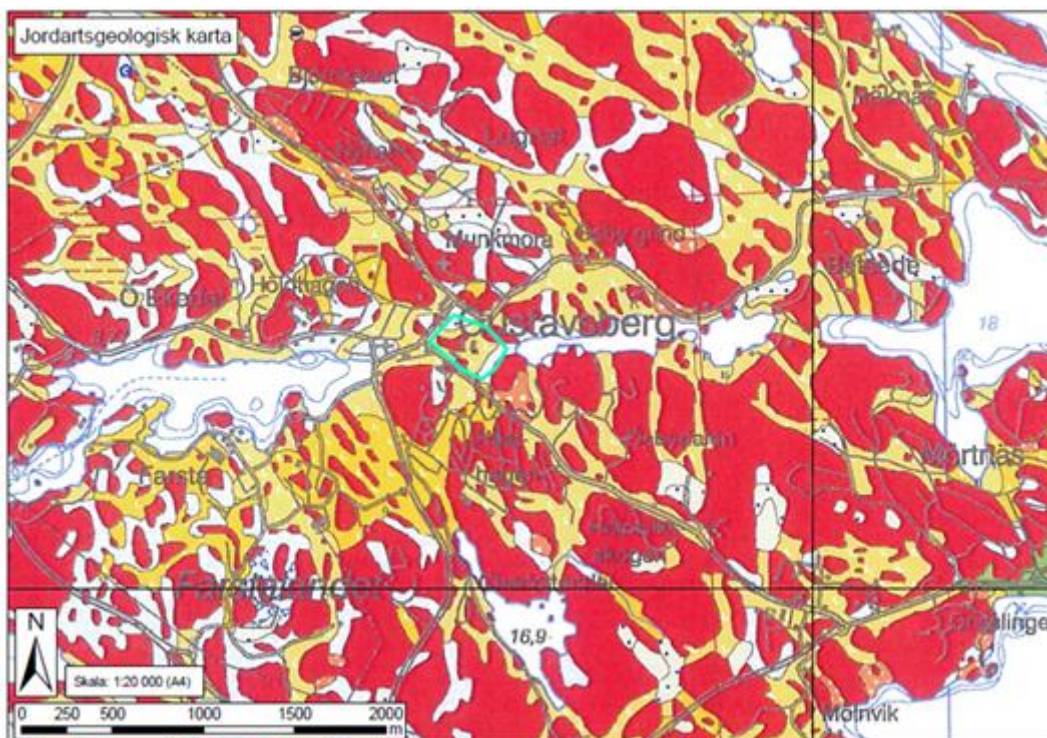
Området är omgivet av höjdryggar förutom mot Ösbyträsk, och tillrinning från omgivande marker bedöms vara mycket begränsat.

3.3 JORDARTER OCH GEOLOGI

3.3.1 REGIONALA JORDARTS- GEOLOGISKA FÖRHÅLLANDEN

Landskapet kännetecknas av en bruten topografi (s.k. mosaiklandskap) med höjdområden och mindre sänkor, se Figur 2 nedan. I höjdområdena går berggrunden i dagen eller överlagras av ett relativt tunt täcke morän. I svackorna överlagras moränen av leror (glacial eller postglacial). Den övre delen av leran förväntas bestå av torrskorpelera.

Ställvis överlagras lerorna av organiska jordarter såsom kärrtorv. Strax söder om utredningsområdet förekommer ett mindre område med postglacial finsand. Stora delar av det regionala området karakteriseras av inget eller tunt jordtäcke ovanlagrande berggrunden. Mäktigheterna avseende lösa jordavlagringar i de dalgångarna och en bit upp på kanten mot höjdområden förväntas vara måttliga (5-10 meter).



Figur 2. Jordartsgeologiska kartan (SGU) samt ungefärligt intresseområde.

² www.smhi.se

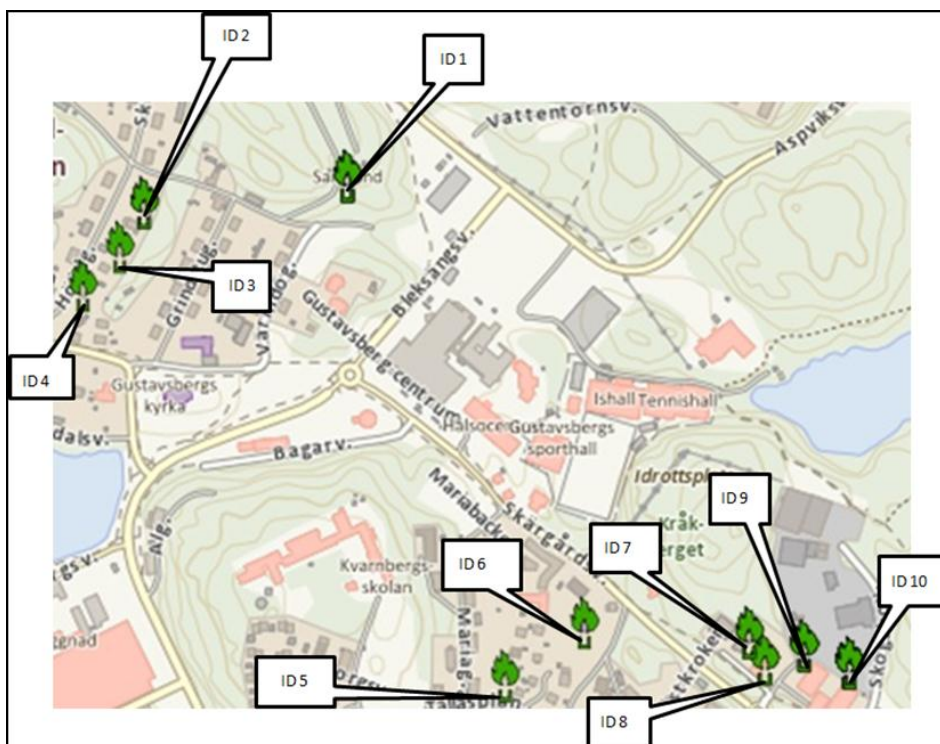
3.3.2 LOKALA JORDARTSGEOLOGISKA FÖRHÅLLANDEN

Östra delen angränsar mot en skogklädd bergshöjd. Berg i dagen och morän finns även sydost, ner mot Ösbyträsk. I mitten och i den västra delen av området består på ytan av lera.

WSP har under 2007 genomfört geotekniska undersökningar inom den befintliga parkeringsplatsen strax nordväst om utredningsområdet. Detta område visade sig bestå överst av fyllningsmaterial med mäktigheter om ca 2-7 meter. Fyllningen består i de övre delarna mest av sand och grus, i övrigt påträffades lera, silt, sand, grus och sten samt omfattande mängder porslinskross, keramisk lera och tegelrester. Fyllningen är underlagrad av lera med mäktigheter om 0 meter i väster och ca 13 meter i öster. Leran är lös och sättningsbenägen.³

Under 2011 genomförde WSP en kompletterande översiktlig miljöteknisk undersökning som omfattade bl.a. sju provgropar, tre jordprover uttagna med borrhandsvagn samt installation av två grundvattenrör inom området⁴. I flertalet av provtagningspunkterna påträffades porslinsrester och tegel. Grundvattenrör 11W17 är installerat i den nordvästra delen av området, nära Aspviksvägen. Grundvattenrör 11W19 är installerat sydost om tennishallen. Inget av rören är installerade ner till berg, utan sitter med en meters filter i lösa jordlager.

3.4 NÄRLIGGANDE BRUNNAR



Figur 3. Befintliga energibrunnar i närheten av intresseområdet.

³ WSP, 2011

⁴ WSP, 2011

Några resultat från genomförda geotekniska utredningar har ej funnits tillgängliga inför denna rapport.

Information från SGUs brunnsarkiv redovisas nedan. 10 energibrunnar ligger inom områdets närhet, se Figur 3. Vid installation av dessa noteras vanligtvis bl.a. djup till berg från markytan, totaldjup samt vattenföring, se Tabell 1.

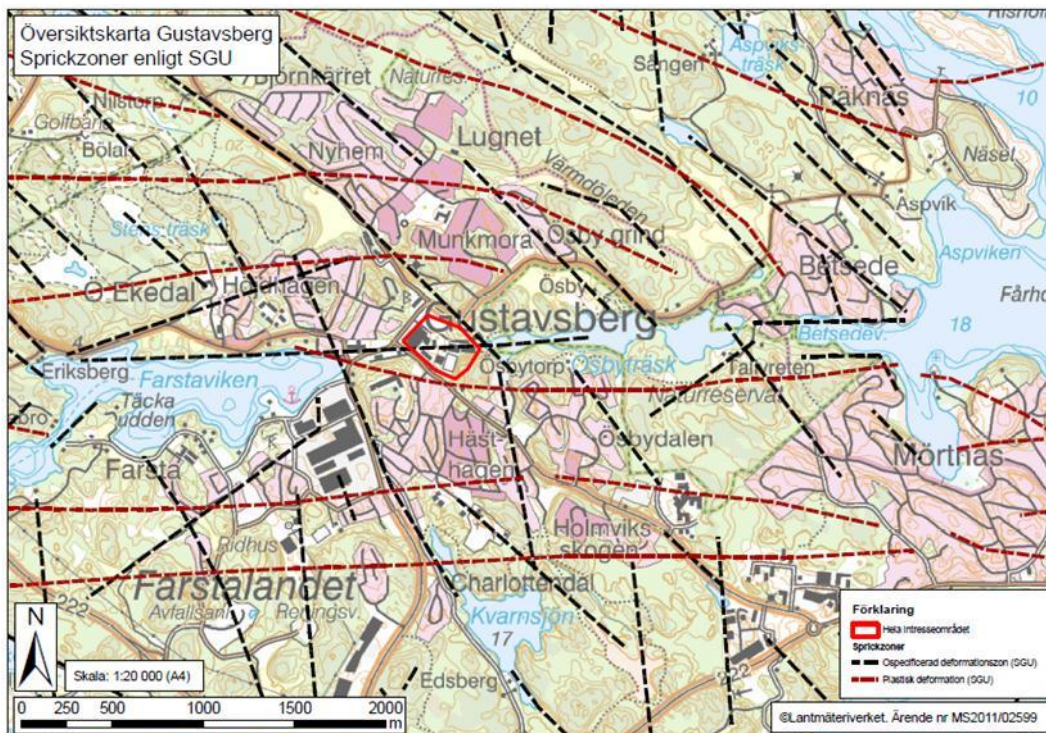
Tabell 1. Data från närliggande energibrunnar

ID	Djup till berg (ca)	Totaldjup (ca)	Bedömd vattenföring
1	0,9-1,0 m	180 m	Uppgift saknas
2	0,3-0,5 m	130 m	600-800 l/timme
3	1,0 m	210 m	1 000 l/timme
4	1,0 m	190 m	Uppgift saknas
5	0	90 m	Uppgift saknas
6	1,0 m	233 m	Uppgift saknas
7	1,5-5,9 m	200-233 m	1 000 l/timme
8	2,5-3,5 m	215 m	Uppgift saknas
9	Uppgift saknas	150 m	Uppgift saknas
10	2,0-9,0 m	20 – 200 m	Uppgift saknas

3.5 BERGGRUND

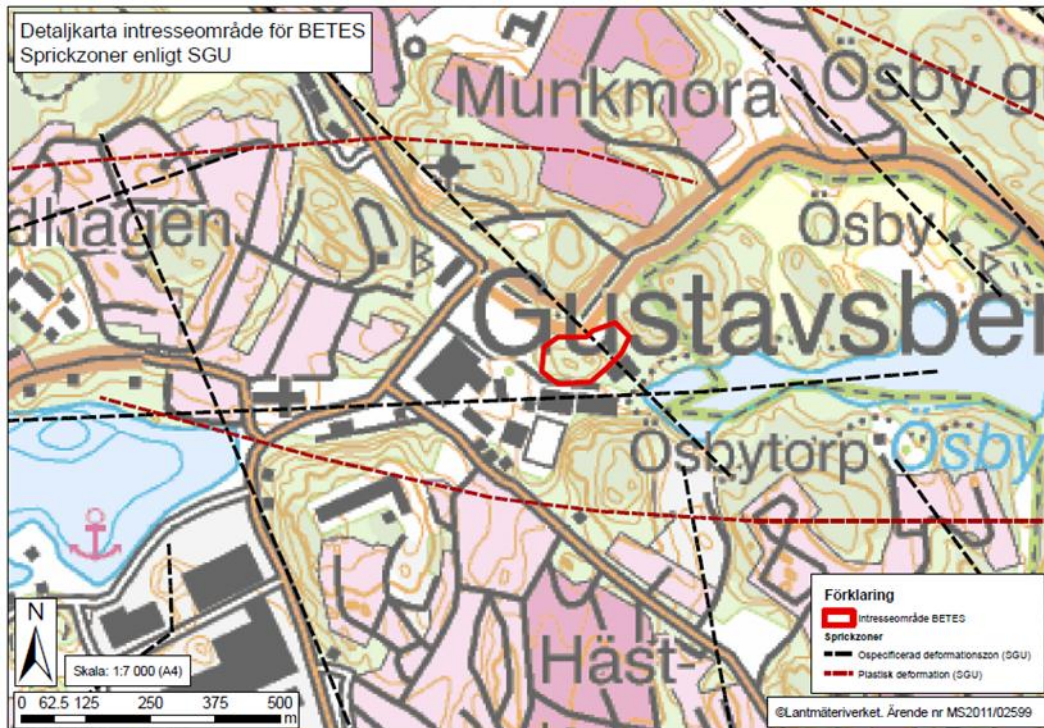
Området genomkorsas av flera större ospecificerade deformationszoner (sprickzoner) enligt samma karta, se Figur 4. Sprickzonerna i följer i stort nordväst-sydöstlig riktning samt öst-västliga riktningar.

Enligt SGUs berggrundsgeologiska karta består området av kvarts- och fältspatrika sedimentära bergarter, såsom sandsten, gråvacka m.m. Berggrundsgeologiska kartan redovisas i Bilaga 1. Enligt berggrundsgeologiska kartan existerar även sura och basiska intrusivbergarter i närheten, och viss risk för att stöta på denna typ av berg på djupet föreligger även inom det planerade området för borrhålslagret som visas i Figur 5.



Figur 4. Deformationszoner/sprickzoner, enligt underlag från SGU.

Det planerade området för borrhållager redovisas översiktligt i Figur 5 nedan. Området tangerar den öst-västliga sprickzonen som genomkorsar området genom Ösbyträsk till Farstaviken. Det planerade området sträcker sig över den nordväst-sydostliga sprickzonen som ligger längs med Aspviksvägen.



Figur 5. Detaljkarta planerat område för borrhålslager samt karterade sprickzoner från SGU.

3.6 TERMISKA EGENSKAPER I BERG

I begreppet termiska egenskaper inbegrips normalt:

- Värmeledningsförmåga λ , W/m°C (transport av energi)
- Värmekapacitet C, kWh/m³°C (lagring av energi)
- Värmediffusivitet χ , m²/s (utjämning av temperaturskillnader)

Mellan dessa tre egenskaper finns följande samband: $\chi = \lambda / C$

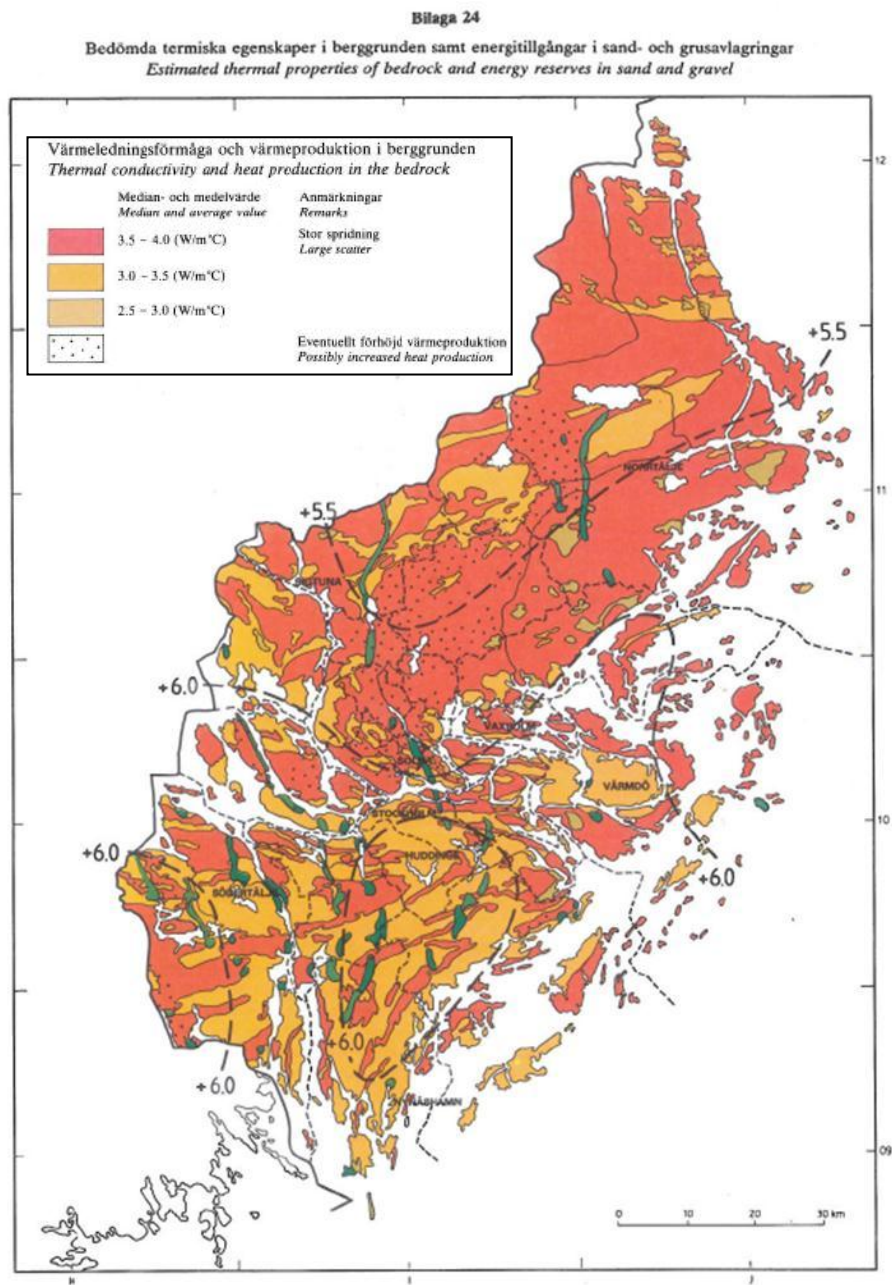
I sedimentärt berg varierar värmeledningsförmågan främst beroende på porositet, vattenhalt men även beroende på berggrundens mineralinnehåll. Generellt kan man säga att mineralsammansättningen inverkan på värmeledningsförmågan minskar i takt med att porositeten ökar. Det mineral som har högst betydelse för värmeledningsförmågan är kvarts⁵.

I samband med att SGU utarbetar den hydrogeologiska kartan över länet görs även en energigeologisk bedömning. Enligt Bilaga 4 i Beskrivning och bilagor till Hydrogeologiska kartan över Stockholms län, serie Ah⁶, bedöms värmeledningsförmågan i berggrunden inom det aktuella området till 3,0 – 3,5 W/m°C (median- och medelvärde), se Figur 6.

⁵ SGI, 1991

⁶ SGU, Hydrogeologiska kartan, serie Ah, 1984

Värmeledningsförmågan beräknas med ledning av mineralogiska sammansättningar hos bergartsprover.



Figur 6. Berggrundens värmeledningsförmåga,SGU.

3.7 GRUNDVATTENBILDNING OCH GRUNDVATTENMAGASIN

3.7.1 REGIONALA FÖRHÅLLANDEN

Avrinningen sker under ostörda förhållanden som grundvattenbildning och sedan till stor del som lokalt utflöde till bäckar och diken och ut i Ösbyträsk, Farstaviken och vidare till Östersjön. Då stora delar av tillrinningsområdet utgörs av hårdgjorda ytor där dagvatten tas omhand i dagvattensystemen kan en grundvattenbildning inom det aktuella området om ca 100-150 mm/år antas vara rimlig.

Grundvattenbildning till berg sker främst i områden där det finns morän och berg i dagen. Grundvattenmagasinet i berg utgörs av vattenförande sprickzoner vilka naturligt har en relativt liten lagringsvolym, jämfört med den totala bergvolymen.

Av betydelse för anläggande av ett borrhålslager blir om större vattenförande spricksystem genomkorsas vid borring. Det minskar främst möjligheten till produktion av djupare borrhål. Grundvattenrörelser kan även påverka energilagringens förmåga samt borrhålsmotståndet.

Det faktum att området står i nära kontakt med ytvattendrag som Ösbyträsk kan påverka grundvattennivåer inom såväl grundvattenmagasin i jord som i berg.

3.7.2 LOKALA FÖRHÅLLANDEN

Vid den geotekniska undersökningen av parkeringsområdet nordväst om intresseområdet uppmättes det undre magasinet i friktionsjorden till ca 1,4 meter under markytan⁷.

Grundvattenytan i rör 11W17 ligger ca 3 - 3,5 meter under markytan. Grundvattenytan i rör 11W19 ligger ca 1,5 - 2,5 meter under markytan. Troligt är att grundvattenytan närmar sig ytvattnets nivå närmre Ösbyträsk.

3.8 SKYDDADE OMRÅDEN

Det aktuella området ligger inom eller gränsar till ett antal skyddade områden, se Figur 7.

Området gränsar till Ösbyträsk naturreservat som inrättades 2006 (dossier nr. Lst: 0120-02-049_K). Ösbyträsk är en relativt djup sjö (ca 9 m)⁸ och ligger i en sprickdal, se Figur 4. Sjön är ett ekologiskt känsligt område enligt 3 kap. 3 § Miljöbalken. Kring Ösbyträsk råder strandskydd om 100 meter. Syftet med naturreservat är att långsiktigt säkra tillgången på områden för rekreation och friluftsliv. Områdets naturvärden och kulturvärden ska tillvaratas och bevaras och landskapets variationsrikedom ska bibehållas.

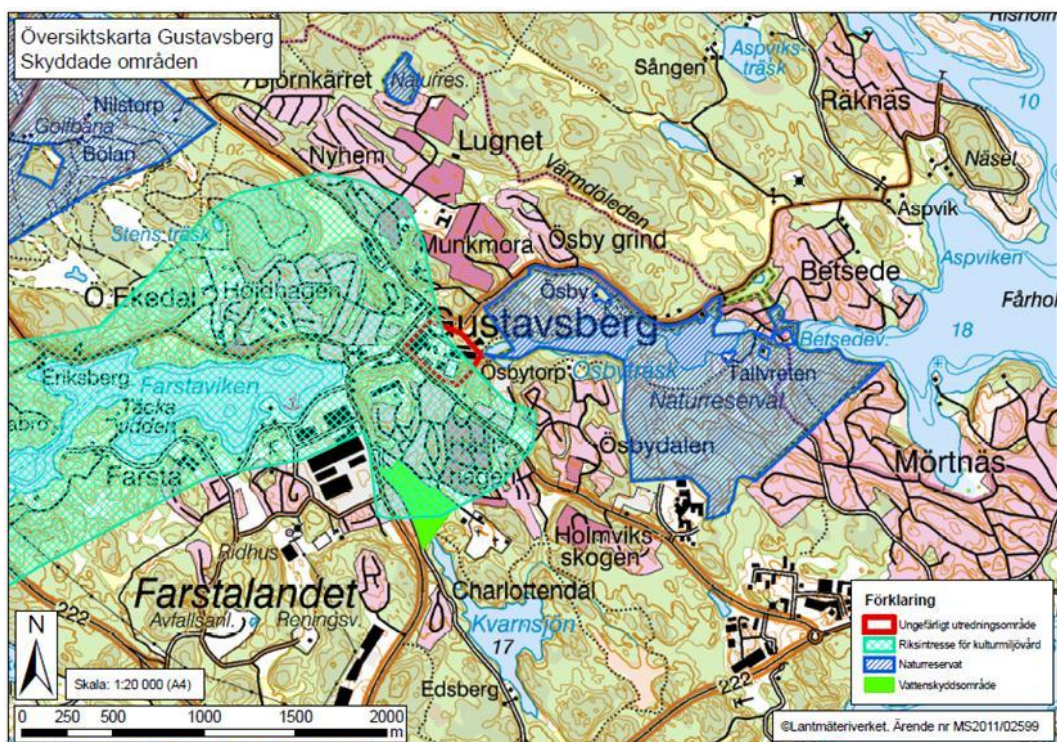
Vattenskyddsområdet är beläget ca 800 m söder om utredningsområdet och tillhör en bergborrad brunn på fastigheten Gustavsberg 1:7 (med flera). Vattnet används enligt uppgift som processvatten för Gustavsberg VVS AB9.

Delar av utredningsområdet ligger inom Riksintresse för Kulturmiljövård Gustavsberg (AB 56)¹⁰.

⁷ WSP, 2011

⁸ www.lansstyrelsen.se

⁹ www.lansstyrelsen.se

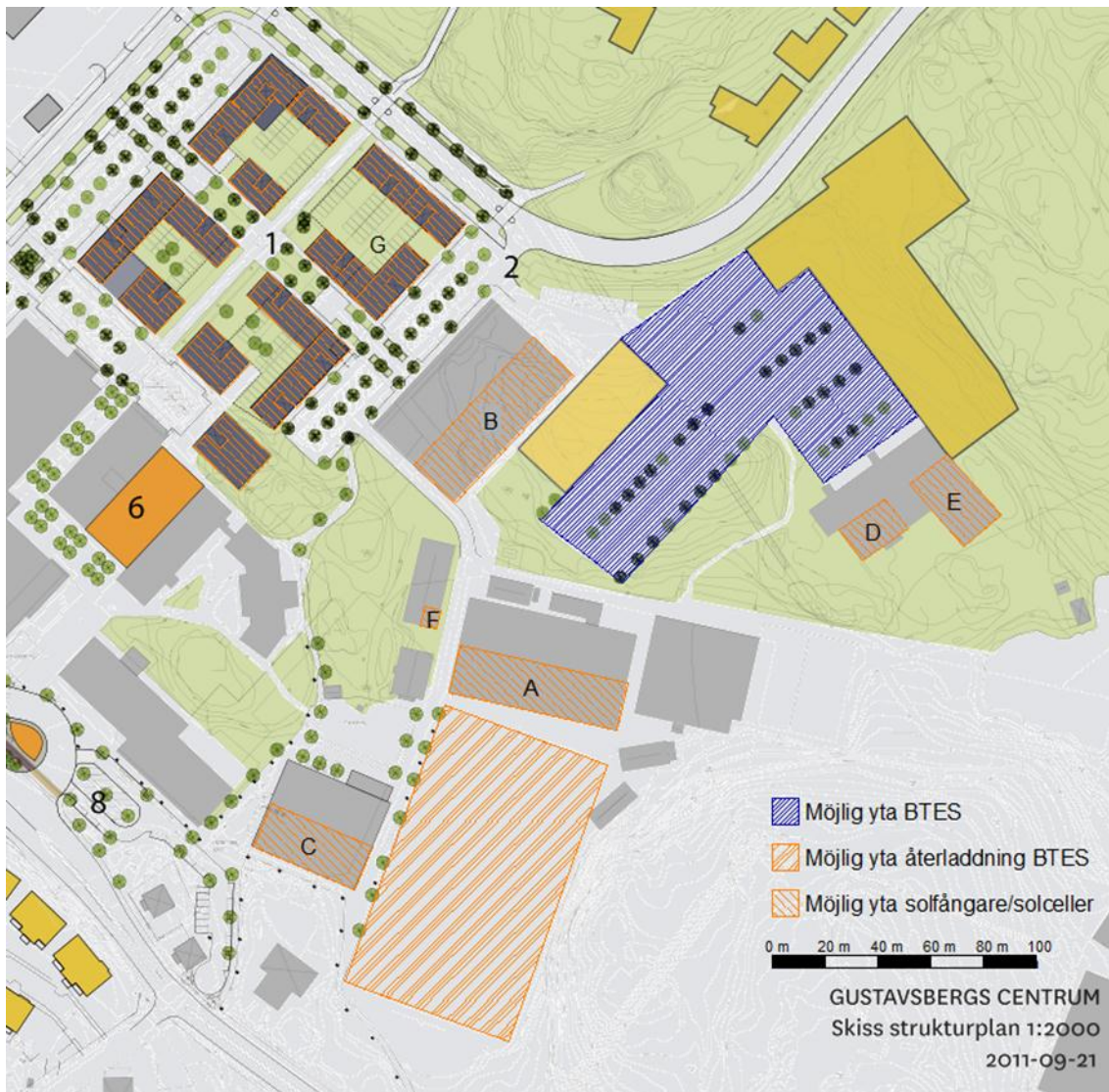


Figur 7. Översikt utredningsområde, naturreservat samt vattenskyddsområde.

¹⁰ Riksintressen, Stockholm, RAÄ, 1997

4 YTOR TILLGÄNGLIGA FÖR BORRHÅLSLAGER, SOLFÅNGARE OCH SOLCELLER

Möjlig yta för anläggning av ett borrhålslager indikeras i blått i Figur 8. Ytan utgörs av en befintlig parkeringsyta tillsammans med en planerad parkeringsyta. Solceller eller solfångare kan anläggas på samtliga större takytor som vetter mot syd inom området. Bandyplanen kan användas som solfångare då befintliga slingor i marken för isproduktion kan utnyttjas. Totalt uppgår denna solfångaryta till 115x70 m, motsvarande c:a 8000 m².



Figur 8. Möjliga ytor för uppförande av borrhålslager, solfångare och solceller ¹²

En sammanställning av möjliga ytor för placering av solfångare eller solceller presenteras i

Tabell 2.

Tabell 2. Yta för solceller och solfångare inom området

Namn	Placering	Yta (m ²)	Orientering
A	Inomhusrink	1200	sydväst
B	Utomhusrink	1400	sydost
C	Sporthall	740	sydväst
D	Badet	300	sydost
E	Badet	560	nordost
F	A-lagsbyggnad	40	sydost
G	Planerade bostäder	4500	
Totalt		8740	

5 KARTLÄGGNING ENERGIBEHOV

5.1 ÖVERSIKT

En energikartläggning har utförts för byggnader inom idrottsparken och för Gustavsbergsbadet. Utöver detta har en översiktlig utredning gjorts av nya planerade bostäder i nordväst inom området vilka planeras att uppföras där det idag finns en parkeringsyta.

Tillgång till mätdata har varit varierande från de utvärderade områdena. Total förbrukning har hämtats från tre stycken elabonnemang; två stycken för Ekvallen (uppdelat på pumpar och VKA samt övrig el) och ett abonnemang för Gustavsbergsbadet. Ekvallen har en separat mätning för tennishallen och har bidragit till att den totala elförbrukningen för denna byggnad är relativt känd.

Statistiken över olika byggnader inom Ekvallen är begränsad. Bedömningar av förbrukningen för olika byggnader inom området har också erhållits vid diskussion med driftansvariga¹³. Viss information har erhållits gällande bl.a. temperaturer och flöden från driftdatorn på området.

Gustavsbergsbadet har en utökad driftdator där flertalet driftparametrar följs upp som t.ex. temperaturer och flöden. Data presenteras i grafformat men ingen summering finns och data har inte varit tillgänglig annat än i grafformat. Utöver detta är historisk data begränsad då somliga parametrar finns tillgängliga någon månad tillbaka medan enstaka värden finns tillgängliga upp till c:a 6 månader.

Bedömning av elförbrukning för området olika byggnader samt delförbrukare så som belysning har baserats på tillgänglig data. Då data saknats för delförbrukare har referensvärden¹⁴ (se bilaga 2) använts för beräkning av energianvändningen för olika typer av idrottsanläggningar. För ishallar finns ett utförligt underlag från¹⁵ som använts som referens vid bedömning av delförbrukningen i ishallar utöver¹⁴. För bedömning av olika delförbrukare i Gustavsbergsbadet, som t.ex. uppvärmning av bassänger, har referens 16-19 använts. Bedömning av årliga öppettider har utförts för uppskattning av eleffektbehov där detta saknats.

Den bedömda förbrukningen redovisas i boxdiagram i bilaga 3-5. Bilaga 3 redovisar beräknad total förbrukning i en systemöversikt uppdelat på de tre befintliga elabonnemangen och de nya planerade bostäderna. Bilaga 4 omfattar bedömd energiförbrukning för byggnader och delförbrukare inom Ekvallen. Bilaga 5 redovisar bedömd förbrukning för Gustavsbergsbadet uppdelat på olika delförbrukare som t.ex. bad, bastu och varmvatten. Information gällande bl.a. temperatur, effekt, energi, areor, drifttider och tillhörande kommentarer redovisas inom respektive box. Informationen är presenterad på olika sätt för att indikera hur förbrukningen har bedömts. Svart text indikerar att värden är uppmätta. Röd kursiverad text är värden som erhållits vid diskussion med drifttekniker eller som bedöms baserat på befintlig mätdata som därför anses något osäkra. Röd text är värden som har uppskattats utifrån generella antaganden varför dessa värden bör betraktas som osäkra. Värden som inte kunnat uppskattas eller är svårbedömda redovisas med frågetecknen.

Bilaga 6 presenterar ett flödesschema som sammanställts för den nuvarande energiförsörjningen på Ekvallen och Gustavsbergsbadet.

5.2 EKVALLEN



Figur 9. Fotografi av idrottsparken. I bilden syns bland annat bandyplanen och inomhusrinken vars södervända tak ligger i soligt läge och är väl synlig från vägen.

Energiutredningen för Idrottsparken omfattar följande byggnader:

- Bandyplan
- Utomhusrink med tak
- Inomhusrink
- Sporthall
- Tennishall (Gustavsbergs Tennisklubb)
- A-lagsbyggnad
- Kanslibyggnad
- Förrådsbodar

Den totala elförbrukningen är känd inom området genom uppgifter från Vattenfall. Elanvändningen inom Ekvallen är uppdelad på två abonnemang och under perioden 2009-2012 uppgår elförbrukningen till följande:

- Abonnemang 046, "Ekvallen VKA & Pumpar" – 1150 MWh/år (medel), max använd eleffekt 540 kW (abonnerad eleffekt 1182 kW)
- Abonnemang 053, "Ekvallen, Övrigt" – 1250 MWh/år (medel), max använd eleffekt 375 kW (abonnerad eleffekt 775 kW)

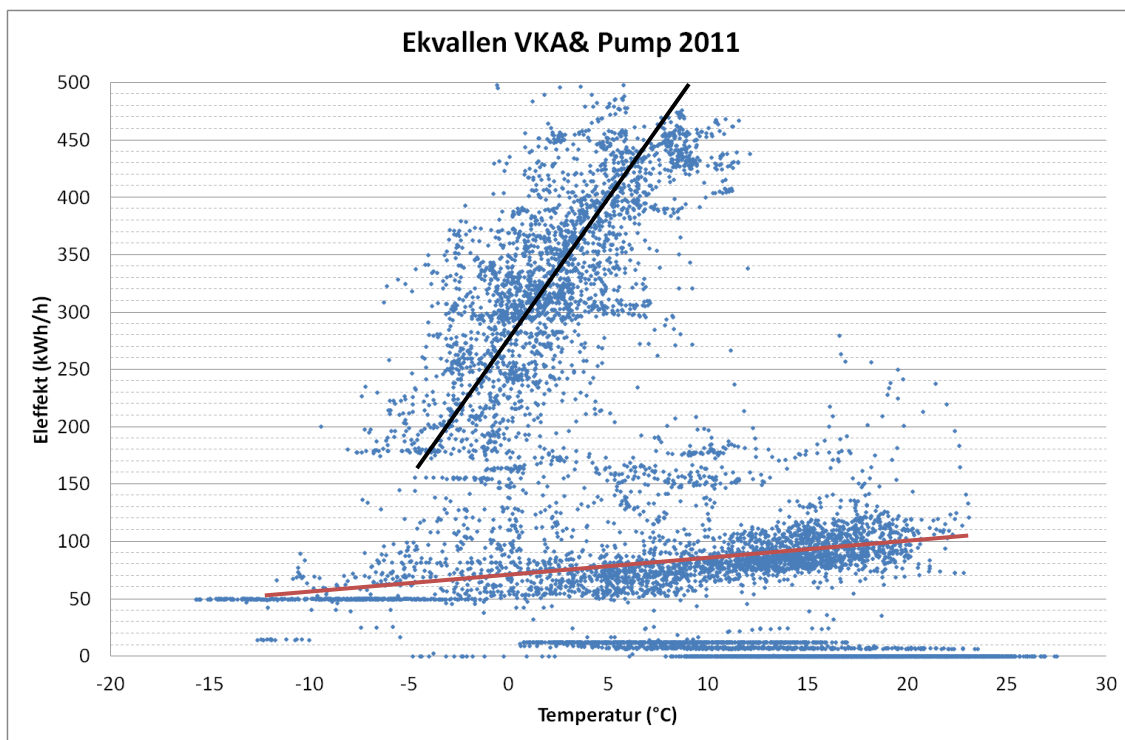
En separat avläsning av elförbrukningen till Gustavsbergs Tennishall görs periodvis av driftansvarig på Ekvallen. Utifrån dessa avläsningar bedöms energibehovet uppgå till omkring 200 MWh per år. Ingen mätning görs på komponenter inom tennishallen.

Uppvärmningen inom området sker till stor del genom direktverkande el. Av de olika byggnaderna är det endast sporthallen och kanslibyggnaden vilka försörjs med vätskeburna system. Cafédelen i inomhusrinken förses med värme från luftvärmepump.

Elförbrukningen inom Ekvallen utgörs till stor del av el till kylmaskiner för isproduktion till de tre isbelagda ytorna på området. Energiförbrukning för kylmaskiner och pumpar samt utetemperatur presenteras i Figur 10. Ur figuren syns framförallt två olika regressionslinjer för elförbrukningen där röd linje representerar inomhusrinken och svart linje representerar fallet då kylmaskinerna körs för att också producera is till utomhusrinken och bandyplanen. Maximal eleffekt till kylmaskiner och pumpar uppgår till c:a 500 kW medan inomhusrinken drar omkring 100 kW. Prestandadata för kompressorerna redovisas i bilaga 7a-b. Naturis på utomhusisytorna kan erhållas vid temperaturer kallare än -5 °C vilket gör att kylmaskinerna då endast behöver köras för försörjning av kyla till inomhusrinken.

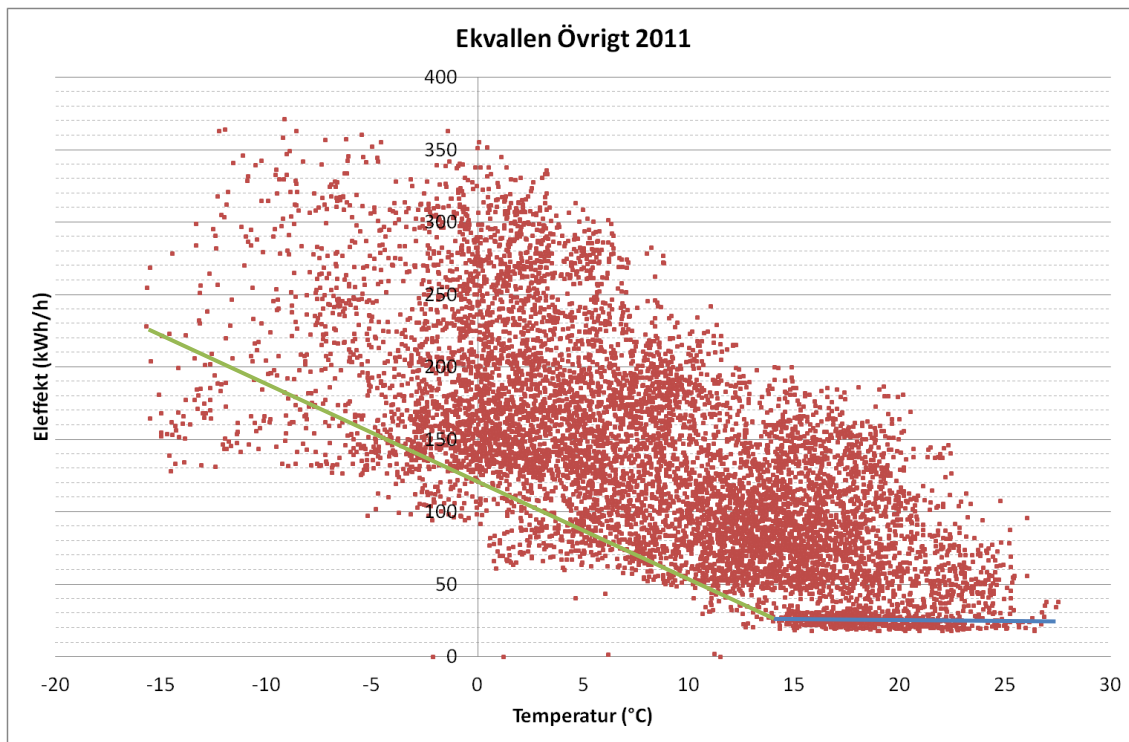
Ungefärliga öppettider för isanläggningarna:

- Inomhusrink: 1 augusti – 15 april
- Utomhusrink och bandyplan: 22 oktober – 16 mars



Figur 10. Elförbrukning Ekvallen för kylmaskiner och pumpar 2011

Figur 11 presenterar övrig elförbrukning på Ekvallen, utöver den till kylmaskiner och pumpar, för år 2011. Sommartid då anläggningen inte är öppen förbrukas ungefär 25 kW el (blå linje) vilket i huvudsak antas bestå av el till ventilation men kan till viss del utgöras av grundbelysning. Maximalt uppgår eleffektbehovet till c:a 375 kW. Den spridda fördelningen av mätdatan indikerar att elförbrukningen sannolikt påverkas mycket av en varierande mängd tappvarmvatten och belysning. Basvärmebehovet inom området markeras av grön linje.



Figur 11. Elförbrukning inom Ekvallen utöver kylmaskiner och pumpar, 2011

Det bedömda behovet av värme- och kyla för Ekvallens byggnader har sammanställs i Tabell 3.

Inom området dominerar kylbehovet på grund av de isbelagda ytorna. Samtidigt finns ett stort värmeöverskott från isproduktionen, sammanlagt bedömt till c:a 4,1 GWh. Överskottet värmeåtervinns delvis genom en 500 kW värmeväxlare till Gustavsbergsbadet men fläktas i huvudsak bort via kylmedelkylare. Tappvarmvattenvärme bedöms uppgå till c:a 116 MWh och förbrukas i huvudsak i sporthallen.

Bedömt effektbehov och antagna drifttimmar presenteras i Tabell 4 för de olika byggnaderna. Vid bedömning av energibehov för de olika isbelagda ytorna har det antagits att all mätdata under c:a 130 kW utgörs av el till inomhusrink och pumpar, se Figur 10. Elförbrukning utöver detta har antagits användas för isproduktion och pumpar till bandyplanen och utomhusrinken. Energifördelningen dem emellan har fördelats baserat på yta för isläggning.

Tabell 3. Beräknat värme- och kylbehov för Ekvallens olika byggnader

(MWh/år)	Kylbehov	Värmebehov	Tappvarmvatten	Värmeöverskott
Bandyplan	1303	0	0	1824
Utomhusrink med tak	293	0	0	410
Inomhusrink	1348	230	8	1887
Sporthall	0	145	80	0
Tennishall	0	105	20	0
Kanslibyggnad	0	13	0	0
A-lagsbyggnad	0	17	8	0
Förrådsbodar	0	26	0	0
Summa	2944	536	116	4120

Tabell 4. Beräknat värme- och kylbehov för Ekvallens olika byggnader och antagen fullasttid

	Antagen fullasttid (h)	Komfortvärmebehov (kW)
Inomhusrink	2700	85
Sporthall	2700	54
Tennishall	2700	39
Kanslibyggnad	2700	5
A-lagsbyggnad	2700	6
Förrådsbodar	2700	10
Summa	-	199

5.3 GUSTAVSBERGSBADET

5.3.1 ÖVERSIKT



Figur 12. Fotografi av Gustavsbergsbadet

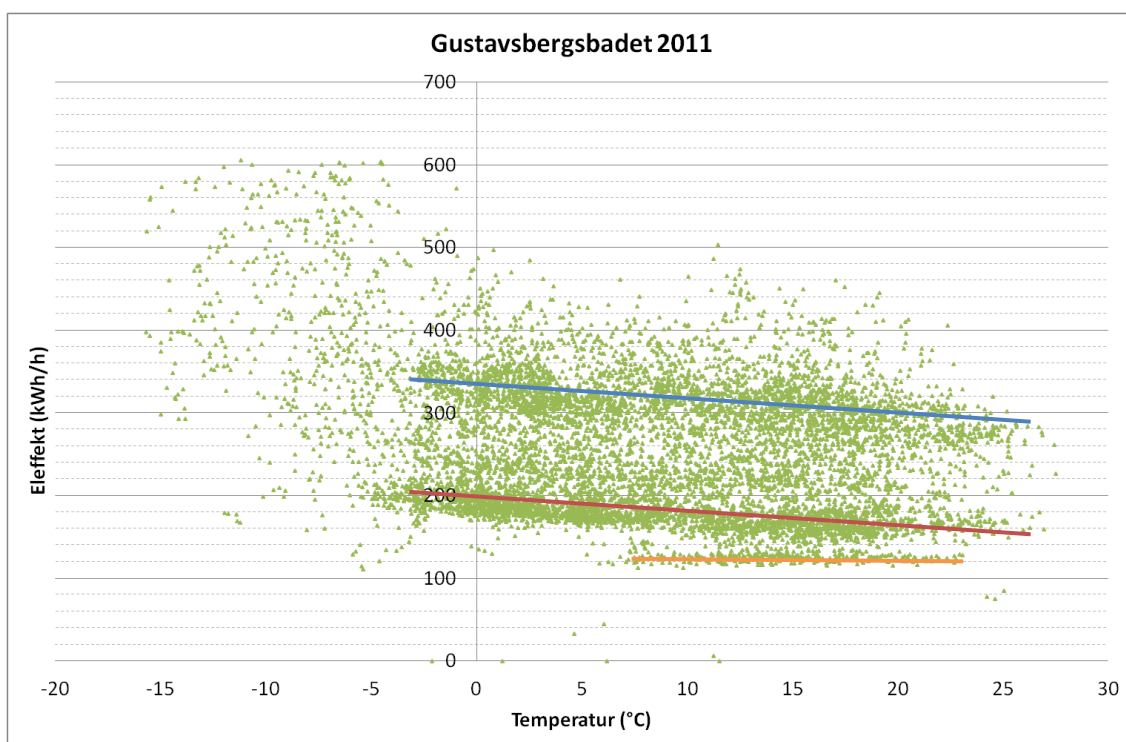
Energiförsörjningen på Gustavsbergsbadet sker i huvudsak genom två stycken ammoniakvärmepumpar med en kondensoreffekt på 500 kW vardera, se bilaga 8. Som värmekälla till värmepumparna används ventilationens frånluft, gråvatten och värmeåtervinning från Ekvallens isproduktion. Den senare är enbart tillgänglig periodvis mellan v.38-v.11 (reglerat enligt avtal). För spetsproduktion av värme finns en elpanna på 315 kW. Dessutom finns fem elpatroner om c:a 60 kW vardera för uppvärmning av stadsvatten.

För perioden 2009-2012 har elförbrukningen erhållits genom Vattenfall:

- 2350 MWh/år (medel), max använd eleffekt 637 kW (abonnerad eleffekt 620 kW)

Gustavsbergsbadets elförbrukning för 2011 presenteras i Figur 13. Datan indikerar att eleffektbrist råder på badet eftersom maximalt abonnerad effekt uppnås relativt ofta. Energihämtning från Ekvallen är mycket låg vid låga utomhustemperaturer. Detta leder till att erforderliga temperaturer inte kan upprätthållas i badanläggningen¹⁶.

Framförallt syns tre olika trender i figuren som indikerar hur anläggningen fungerar i drift. Blå linje indikerar öppettider då främst värme, varmvatten, fläktar, pumpar, belysning och bastu är i drift. Röd linje indikerar natttider då badet är stängt för besökare och tappvarmvatten, belysning och pumpar reduceras i effekt. Orange kurva indikerar sannolikt natttider under sommaren då elförbrukningen främst utgörs av fläktar, pumpar med reducerad effekt och uppvärmning av badbassängvatten. Dessa processer antas totalt kräva till c:a 125 kW el.



Figur 13. Elförbrukning för Gustavsbergsbadet 2011

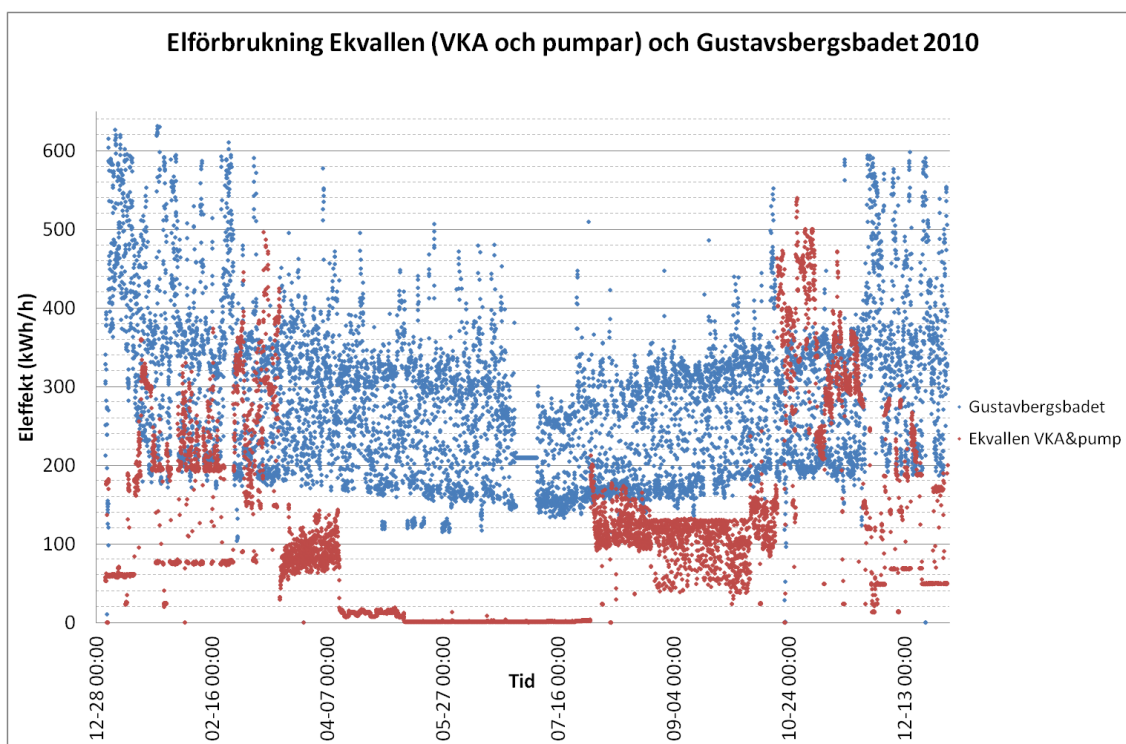
5.3.2 ENERGIBEHOV

Utifrån tillgänglig data har elförbrukningen för olika delförbrukare uppskattats. Denna el innefattar elpanna och tillskottsel för värmepumparna. En stor del uppmätt data saknas varför antaganden har gjorts utifrån referensdata och tillgänglig information. Följande medelvärden har ansatts för delförbrukare:

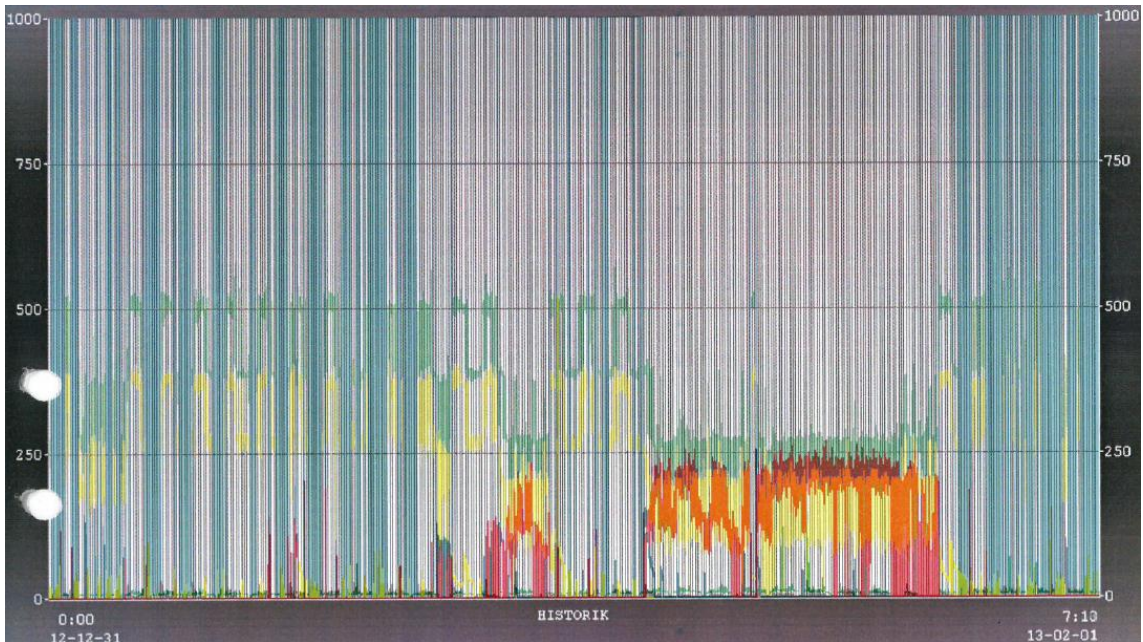
- Fläktar: 50 kW
- Cirkulationspumpar, dag: 80 kW
- Cirkulationspumpar, natt: 40 kW
- Bastu, dag: 30 kW
- Övrigt (belysning, fastighetsel etc), dag: 40 kW
- Övrigt (belysning, fastighetsel etc), natt: 10 kW
- Öppettid: 12 timmar
- SPF värmepumpar: 3,5

Pumpenergin bedöms uppgå till c:a 530 MWh/år och har utvärderats utifrån pumpinventering och drifttider som erhållits genom¹⁶. Vid jämförelse med referensdata från Energimyndighetens uppföljning av badhallar är energiförbrukningen för pumpar markant högre än referensvärden för badanläggningar. Varför så är fallet har inte närmare undersökts i denna rapport.

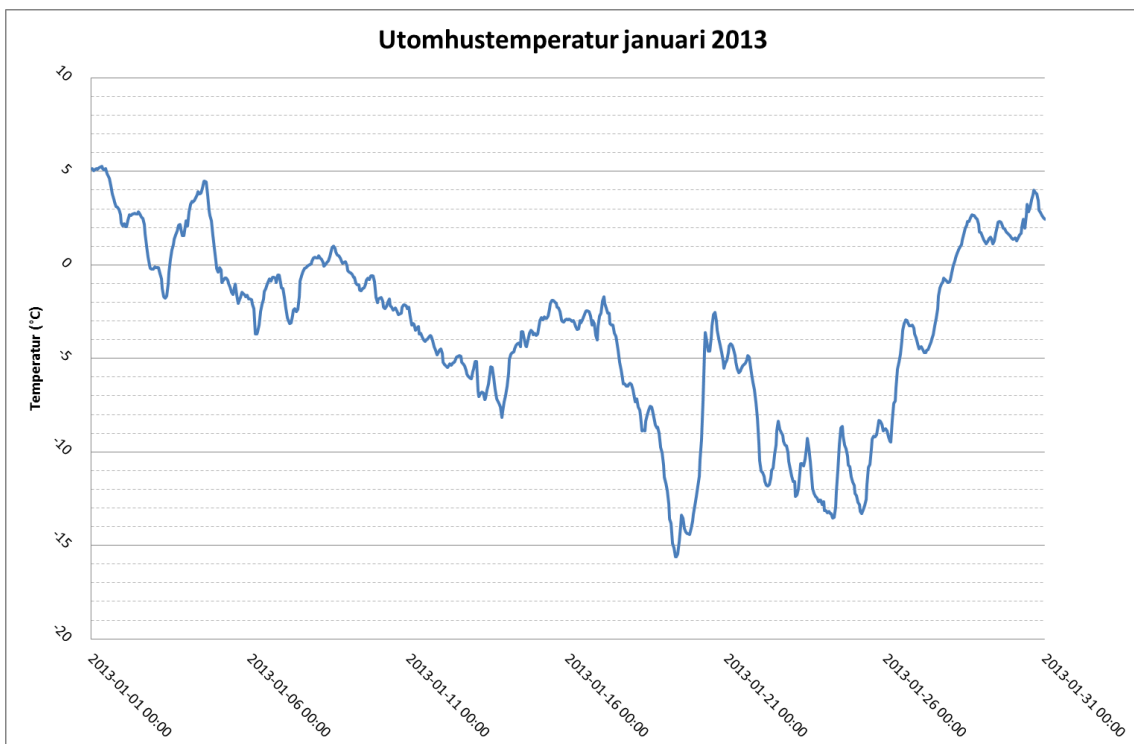
I Figur 14 presenteras data över elförbrukningen för Ekvallens kylmaskiner och pumpar samt elförbrukning för Gustavsbergsbadet 2010. Här syns det tydligt att under kalla vinterdagar då isläggning inte behöver göras med ismaskiner stiger effektbehovet i Gustavsbergsbadet vilket huvudsakligen beror på att värmekällan till värmepumparna är otillräcklig. Denna eleffektbrist är även synlig vid kalla utomhustemperaturer, Figur 15, vid jämförelse mot utomhustemperaturen för januari 2013, Figur 16 (se nästa sidor).



Figur 14. Elförbrukning Ekvallen VKA och pumpar samt Gustavsbergsbadet 2010



Figur 15. Skärmdump från driftdatoren över värmeproduktion värmepumpar (grön), förångarvärme (gul), värme från elpanna (röd), energihämtning isbana (turkos).



Figur 16. Utomhustemperatur under januari 2013

Värmeåtervinningen från Ekvallen till Gustavsbergsbadet antas ske enligt avtal mellan v.38 och v.11. Vätskeflöden samt temperaturer till och från växlaren i badet är kända (c:a 28/6 °C) vilket bidrar till att storleken på energiåtervinningen kan uppskattas till c:a 350 MWh årligen på värmepumpens förångarsida. Detta baseras på ett antagande om relativt jämn återvinning effekt- och tidsmässigt under den kontrakterade perioden.

Ventilationen körs med maximalt flöde och märkeffekten är kända. Därmed är fläktförbrukningen relativt känd och bedöms uppgå till c:a 50 kW och c:a 438 MWh/år.

Bedömning av energibehov för simbassänger har utförts utifrån praxis vid dimensionering av simhallar vilket innebär ett värmebehov om c:a 0,5 °C/m³¹⁸.

Vid bedömning av tappvarmvattenbehov har följande data använts:

- Antal besökare Gustavsbergsbadet 2011¹⁹: 188 000
- Dimensionerande vattenflöde: 0,2 l/s
- Duschvattenbehov (c:a 500 besökare/dag): 50 l/person

Tabell 5 presenterar Gustavsbergsbadets beräknade behov av kyla och värme. Gustavsbergsbadet har ett kylbehov som består av komfortkyla till gym, spinningssal och gruppträningsal. Denna mängd kyla har betraktats som liten inom denna utredning och har därför ansatts till 0 MWh. Det totala värmebehovet uppgår till c:a 3070 MWh/år varav c:a 490 MWh/år bedöms utgöras av värme till tappvarmvatten.

Andelen värme producerad från olika delkomponenter samt elbehov för respektive komponent presenteras i Tabell 6. Fördelningen är uppdelad på värme för tappvarmvatten och övrig värme.

Tabell 5. Beräknat värme- och kylbehov Gustavsbergsbadet

(MWh/år)	Kylbehov	Värmebehov	Tappvarmvatten	Värmeöverskott
Gustavsbergsbadet	c:a 0 (litet)	2578	490	c:a 0

Tabell 6. Värmeförsörjning och elbehov uppdelat på delkomponenter baserat på 2011 års data

(MWh/år)	Elpanna	VP	EP TVV	VP TVV	Totalt
Energibehov	65	2513	88	402	3 068
Inköpt el för att täcka energibehovet	65	718	88	115	986

5.3.3 FRÅNLUFTSÅTERVINNING

Tabell 7 presenterar data för ventilationsaggregateten på Gustavsbergsbadet. En separat kolumn har lagts till för en tidigare utförd obligatorisk ventilationskontroll (OVK). Tabellen visar

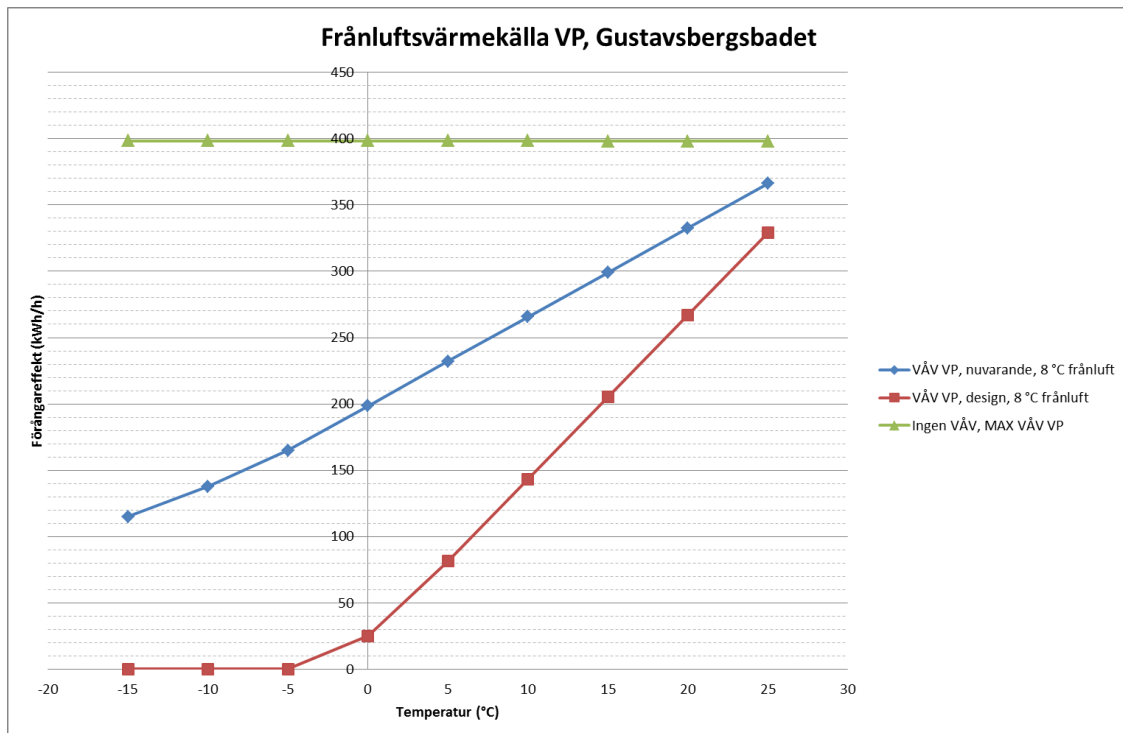
att luftbehandlingsaggregaten presterar undermåligt där verkningsgraden konsekvent är lägre än dimensionerade värden.

Tabell 7. Specifikation av frånluftaggregat Gustavsbergsbadet

Enhet	Dim. effekt (kW)	Tillflöde (m ³ /s)	Frånflöde (m ³ /s)	Dim. Verkningsgrad (-)	Uppmätt verkningsgrad OVK (-)
LA1	48	4,4	4,9	0,79	0,42
LA2	14	1,5	1,7	0,84	0,32
LA3	64	4,6	5	0,78	0,40
LA4	31	4,4	4,4	0,61	0,40
LA5	0	0,6	0,6	-	0,09
LA6	0	0,83	0,83	-	0,07

Ur Figur 17 presenteras en enkel bedömning på hur frånluftsvärmekällan till värmepumparna varierar med utomhustemperaturen. I brist på data angående temperatur på köldbäraren antas att den lägsta temperaturen frånluften kan sänkas till är 8 °C utifrån observationer vid driftdatorn. Om detta stämmer erhålls effektbrist i enlighet med beräkningar. Effektbrist råder bevisligen inom området varför denna observation antas vara rimlig. Justering av temperaturen kan göras nedåt tills risk för påfrysning av kondensvatten uppstår. Dock bedöms frånluften fortfarande inte räckta till som värmekälla vid låga utomhustemperaturer. Åtgärdas aggregatens prestanda minskar tillgänglig mängd värme för värmepumpen, dock minskar samtidigt värmeeffektbehovet till ventilationsluften.

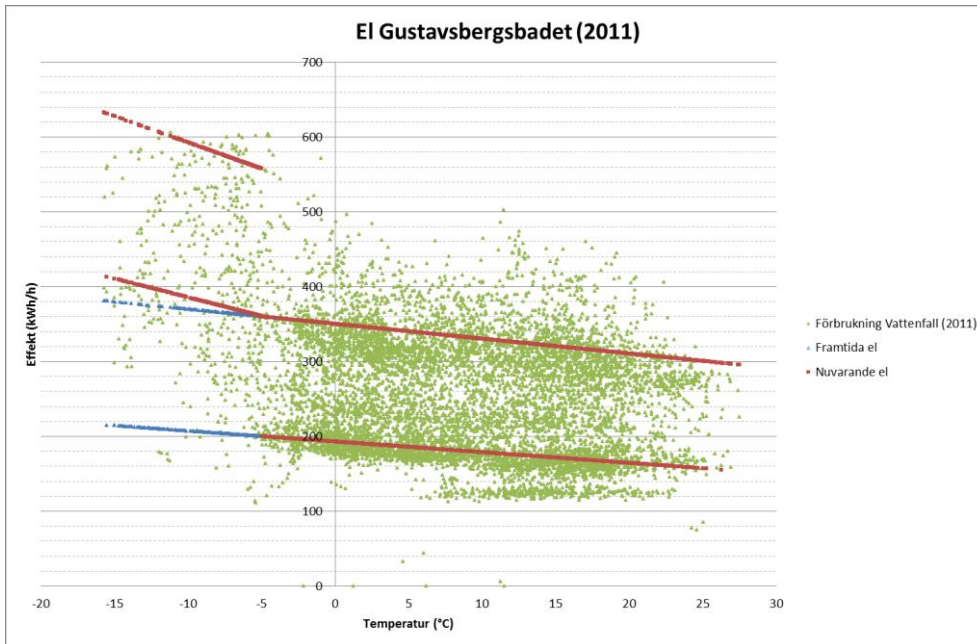
Röd kurva anger återstående tillgänglig värmekälla utifrån märkdata på aggregaten. Blå indikerar den återstående värmekälla enligt tidigare utförd OVK. Vid kalla temperaturer minskar därmed tillgänglig värmekälla vilket medför att elpanna behövs för att kunna täcka värmebehovet.



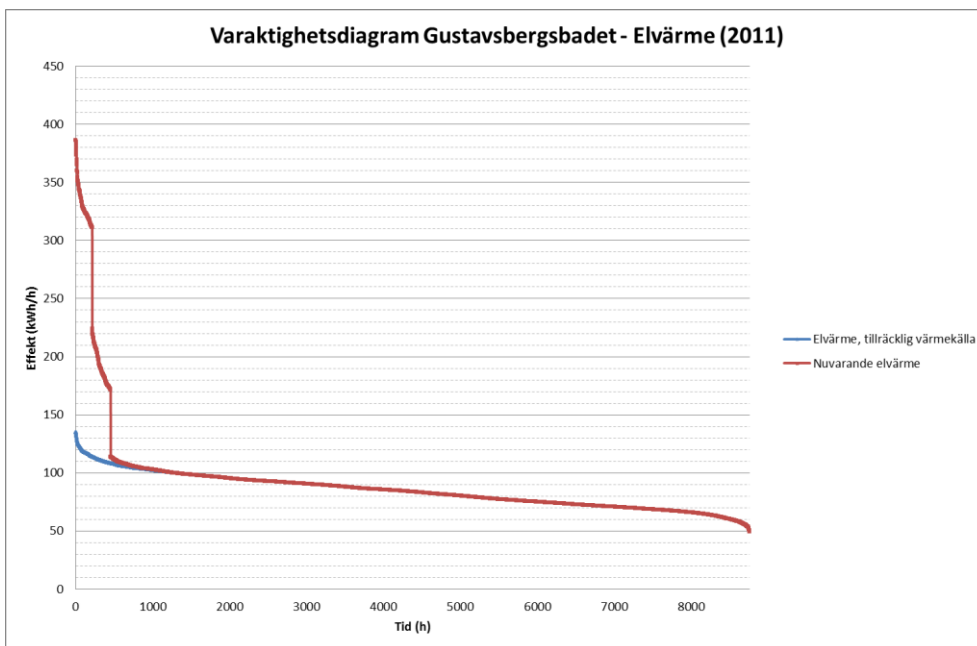
Figur 17. Bedömning av tillgänglig värmekälla i frånluften för Gustavsbergbadets värmepumpar, konstant verkningsgrad antagen

5.3.4 VARAKTIGHETSDIAGRAM EL

I Figur 18 presenteras temperaturvaraktighetsdiagrammet för el år 2011. Grön data är elförbrukningen 2011 inhämtad från Vattenfall. Röda datapunkter anger bedömt nuvarande medeleffektbehov vid varierande utomhustemperatur. Vid temperaturer under -5 °C minskar det värmeöverskott från Ekvallen som kan nyttjas till Gustavsbergbadet. Vid lägre utetemperaturer minskar också mängden värme i frånluften som finns tillgänglig för värmeåtervinning via värmepump (se föregående avsnitt). Därmed finns inte tillräckligt stor värmekälla för värmepumparna vilket gör att en större del av värmeproduktionen behöver ske med elpanna. Blå kurva anger den potentiella förbrukningen för Gustavsbergbadet om tillräcklig värmekälla skulle levereras till värmepumparna vid utetemperaturer under -5 °C. Röd kurva motsvarar dagens situation med avsaknad av extra värmekälla under -5 °C.



Figur 18. Förbrukad el för Gustavsbergbadet 2011 (grön) samt uppskattat befintligt medeleffektbehov (röd) och en potentiell framtida elförbrukning med tillräcklig värmekälla till värmepumpar (blå).



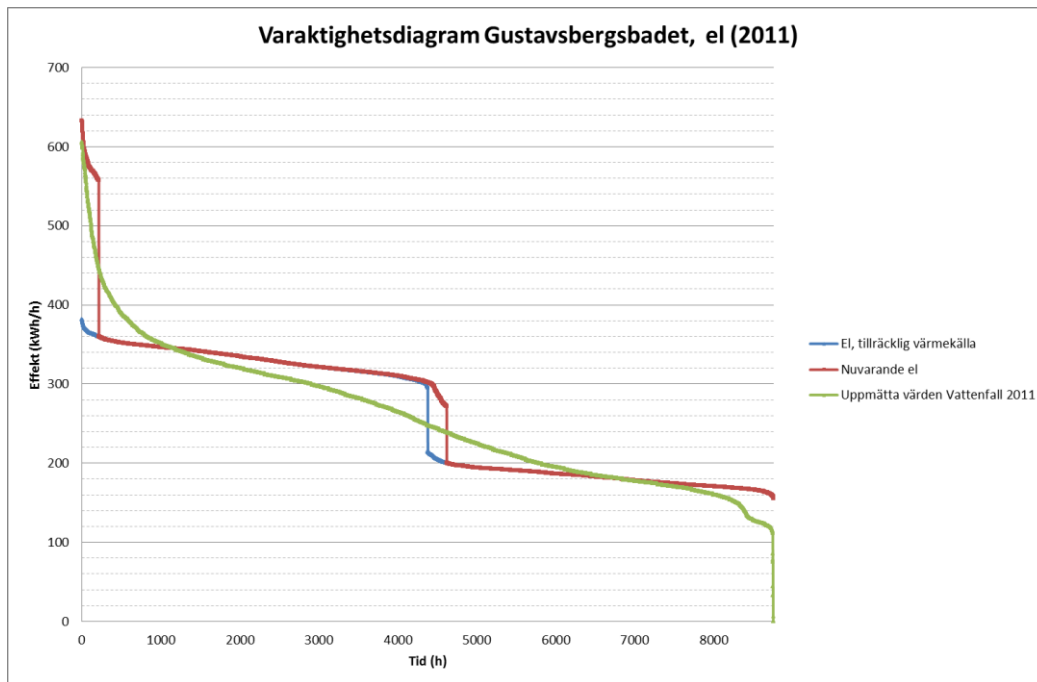
Figur 19. Tidsvaraktighetsdiagram för den el som behövs för uppvärmningsändamål utifrån bedömd elförbrukning för befintligt medeleffektbehov (röd) och en potentiell framtida elförbrukning med tillräcklig värmekälla till värmepumpar (blå).

Ett tidsvaraktighetsdiagram för den totala elförbrukningen som åtgår för värmeproduktion presenteras i Figur 19. I Figur 20 visas motsvarande varaktighetsdiagram för badets totala elbehov. Blå linje i figurerna indikerar den potentiella förbrukningen om tillräcklig värmekälla skulle levereras till värmepumparna medan röd indikerar nuvarande situation. Grön linje i Figur 20 motsvarar uppmätta värden för 2011. De hack som uppkommer i figurerna beror på att röd och blå linjer är uppskattade medeleffektbehov som baseras på antaganden om antingen dag- eller nattmedeldrift då all förbrukning minskar eller ökar direkt. Då det rör sig om medeleffektbehov syns heller inte det maximala eleffektbehov som kortvarigt kan uppstå i Figur 20.

Maximal eleffekt som idag behövs för att täcka spetslaster uppskattas uppgå till c:a 870 kW. Detta baseras på följande antaganden:

- Totalt värmeeffektbehov vid -15 °C: c:a 550 kW
- Maximalt TVV-behov: c:a 300 kW
- Maximalt avgiven värmeeffekt från värmepumpar vid otillräcklig värmekälla: 250 kW (dessa förbrukar då cirka 70 kW el)
- Kvarvarande värmeeffektbehov för elpannor: 600 kW
- Effektbehov, övrig el (dagtid, ej till värme): 200 kW
- Summa, max eleffektbehov: ca 870 kW

Detta behov kan uppstå dagtid vid kalla temperaturer utomhus vid samtidigt maximalt effektbehov för tappvarmvatten. Idag abonneras på 600 kW el vilket innebär att erforderliga temperaturer inte förmås upprätthållas. Hade tillräcklig värmekälla funnits att tillgå för värmepumparna hade dessa även vid maxbehov kunnat gå för fullt, dvs. leverera 500 kW värmeeffekt. Elpannornas effektbehov hade därmed kunnat minskas från 600 kW till 350 kW samtidigt som värmepumparnas eleffektbehov ökar från ca 70 till 145 kW varpå det maximala eleffektbehovet kunnat reduceras med ca 175 kW till 695 kW.



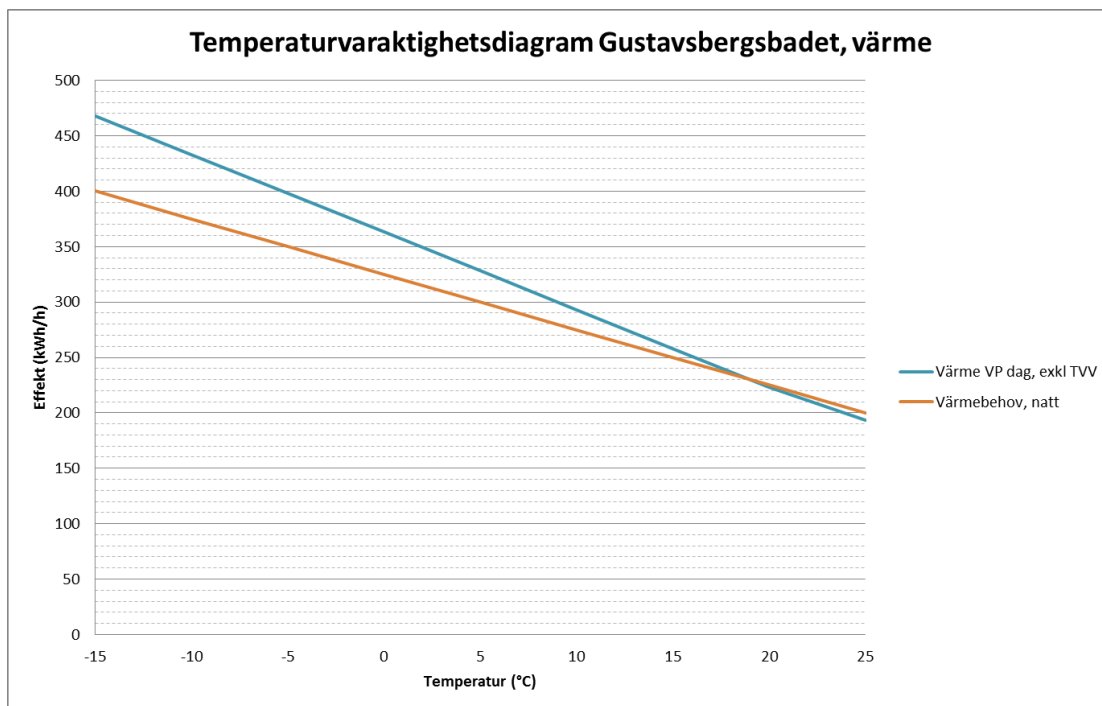
Figur 20. Varaktighetsdiagram el Gustavsbergsbadet från Vattenfall samt för nuvarande och framtida bedömning

5.3.5 VARAKTIGHETSDIAGRAM VÄRME

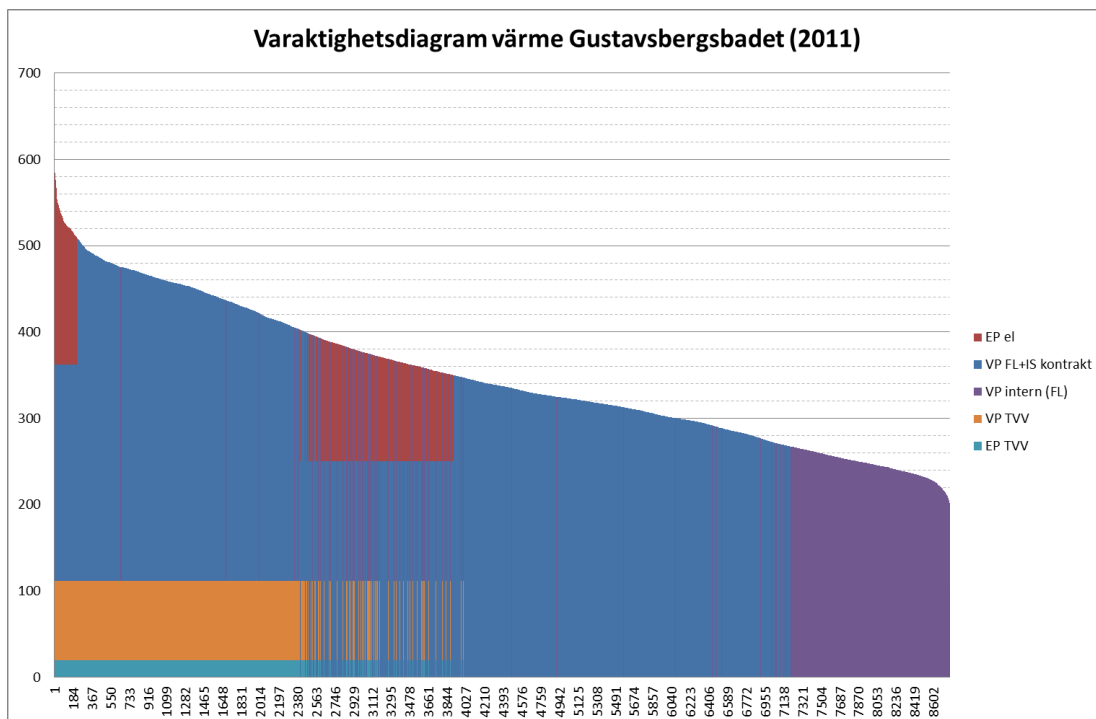
Värmebehovet för Gustavsbergsbadet presenteras i ett temperaturvaraktighetsdiagram, se Figur 21. Värmebehovet dagtid, exkl. tappvarmvatten, åskådliggörs i blå linje, värmebehov under natten i orange färg. Uppskattningen av kurvan har gjorts genom att eliminera all el som ej används till värme eller tappvarmvatten. Det senare ansätts oberoende av utomhustemperatur. Därefter har återstående el anpassats för att stämma överens med återstående uppmätta värden.

Värmebehovet varierar relativt lite med utomhustemperaturen då en stor del av behovet utgörs av uppvärmning av simbassängsvatten. Denna är nästan konstant och beror sannolikt huvudsakligen på avkylning via avdunstning till inomhusluften. Då temperatur och luftfuktighet inomhus hålls relativt konstant oavsett väder eller användning blir därför värmebehovet relativt oberoende av tid på dygnet och utomhustemperatur.

Varaktighetsdiagram för Gustavsbergsbadet uppdelat på delkomponenter presenteras i Figur 22. TVV produceras dagtid (turkos är elpanna och orange är värmepumpsförvärmning) under ett halvår. Röd färg utgör elpanna för spetsproduktion. Elpannan behövs både dag- och nattetid vilket formar två röda områden. Blå är perioder då det finns ett stort värmeöverskott från isproduktionen på Ekvallen samtidigt som frånluftsåtervinningen körs. Lila är bedömd värme producerad från återvunnen energi i frånluft och gråvatten när naturis råder inom området. Röd data representerar de perioder då ingen isproduktion sker på Ekvallen och endast interna värmekällor på Gustavsbergsbadet kan användas som värmekälla.



Figur 21. Ansatt temperaturvaraktighetsdiagram för Gustavsbergsbadet



Figur 22. Varaktighetsdiagram värme för Gustavsbergsbadet

5.4 PLANERADE BOSTÄDER

Nya bostäder planeras nordväst om Ekvallen där det idag finns en större parkering. Det är i dagsläget ej klart i detalj hur många lägenheter som kommer att uppföras inom området men preliminära uppgifter från Värmdö kommun gäller följande²⁰:

- Antal lägenheter – 210 stycken
- Yta (BTA) – 90 m²/lägenhet
- Tillkommande lokalyta – 5 %

Bostäderna bedöms inom detta projekt uppföras enligt BBR²⁰ vilket innebär 90 kWh/m²,år fastighetsenergi. Vid beräkningar ansattes:

- Fastighetsel – 15 kWh/m²,år
- Värme – 75 kWh/m²,år
- Antal fullasttimmar värme – c:a 1600 tim/år

Värmebehovet till de nya lägenheterna och lokalerna har uppskattats till:

- Värmeeffekt – 700 kW
- Värmeenergi – 1500 MWh/år varav omkring 450 MWh/år utgörs av tappvarmvatten.

5.5 SAMMANSTÄLLNING, VÄRME OCH KYLBEHOV

Tabell 8 redovisar det bedömda behovet av värme och kyla för de utredda områdena. Kylbehovet utgörs av kyla för isproduktion till de tre olika isytorna och bedöms uppgå till omkring 2,9 GWh/år.

Värmebehovet utgörs främst av uppvärmning via ventilationsluft, golvvärme, radiatorer och av tappvarmvatten. Värmebehovet bedöms uppgå till c:a 4,2 GWh/år värme och 1,1 GWh/år tappvarmvattenvärme vilket ger ett totalt uppvärmningsbehov om 5,3 GWh/år.

Värmeöverskott från kylmaskiner för isproduktion på Ekvallen bedöms sammanlagt uppgå till 4,1 GWh/år.

Tabell 8. Sammanställning av bedömd värme- och kylbehov

(MWh/år)	Kylbehov	Värmebehov	Tappvarmvatten	Värmeöverskott
Ekvallen	2944	536	116	4120
Gustavsbergssbadet	0	2576	490	0
Planerade bostäder	0	1050	450	0
Summa	2944	4162	1056	4120

Effektbehov för de olika byggnaderna presenteras i Tabell 9 uppdelat på komfortvärme och tappvarmvatten.

Tabell 9. Sammanställning av bedömt effektbehov för värme och tappvarmvatten

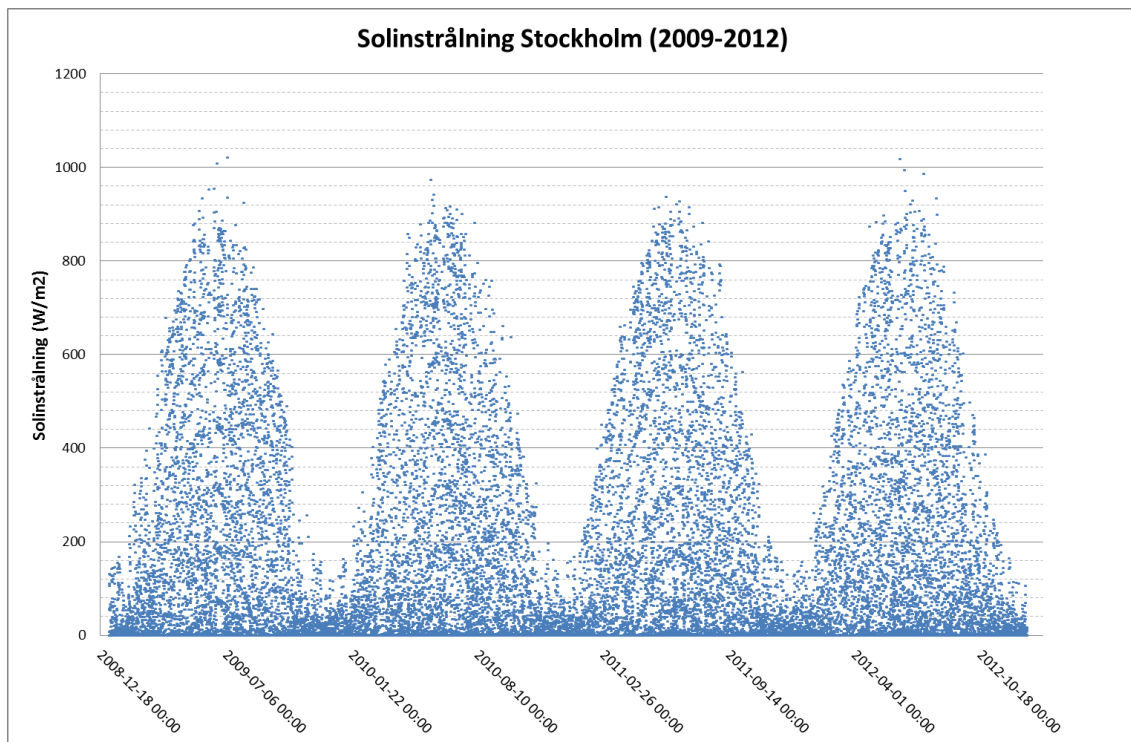
(MWh/år)	Värmebehov (kW)	Tappvarmvatten (kW)
Ekvallen	199	14
Gustavsbergbadet	899	112
Planerade bostäder	700	50
Summa	1798	176

6 TEKNISKA FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR SOLFÅNGARE OCH SOLCELLER

6.1 SOLINSTRÅLNING

Total solinstrålning till Stockholmsområdet uppgår årligen till c:a 1000 kWh/m² och fördelas enligt Figur 23. Av denna andel är det endast en del som kan nyttjas för energiproduktion med solfångare och solceller. Primärt är detta under sommarmånaderna juni, juli och augusti. Solinstrålningen under dessa tre månader uppgår till omkring 450 kWh/m². Beroende av verkningsgrad för solfångaren kan endast en delmängd av denna energi nyttiggöras.

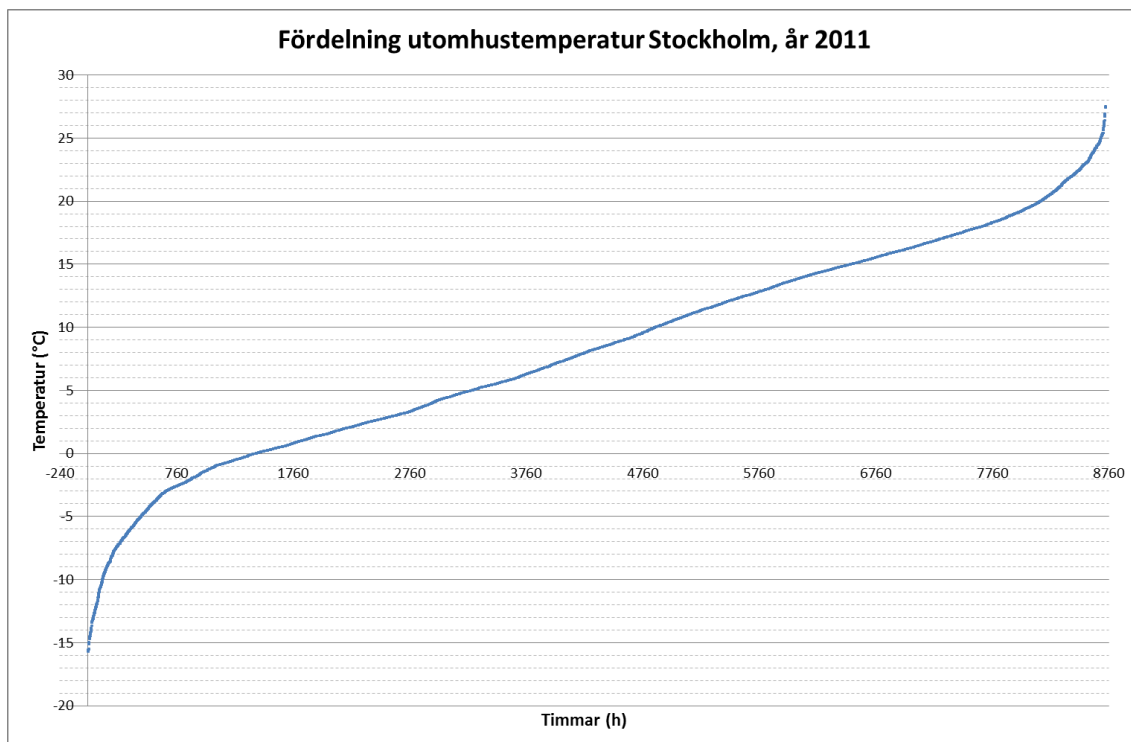
Maximal effekt från solfångare erhålls under sommarmånaderna, framförallt omkring månadsskiftet juni-juli. Instrålningseffekten uppgår då till cirka 900 W/m² som mest.



Figur 23. Solinstrålning Stockholm under åren 2009-2012 ¹¹

6.2 UTMHUSTEMPERATUR STOCKHOLM

Timvis utomhustemperatur för Stockholm (Torkel Knutssongatan) år 2011 presenteras i Figur 24. Under detta år var temperaturen kallare än -5 °C under cirka 450 timmar.



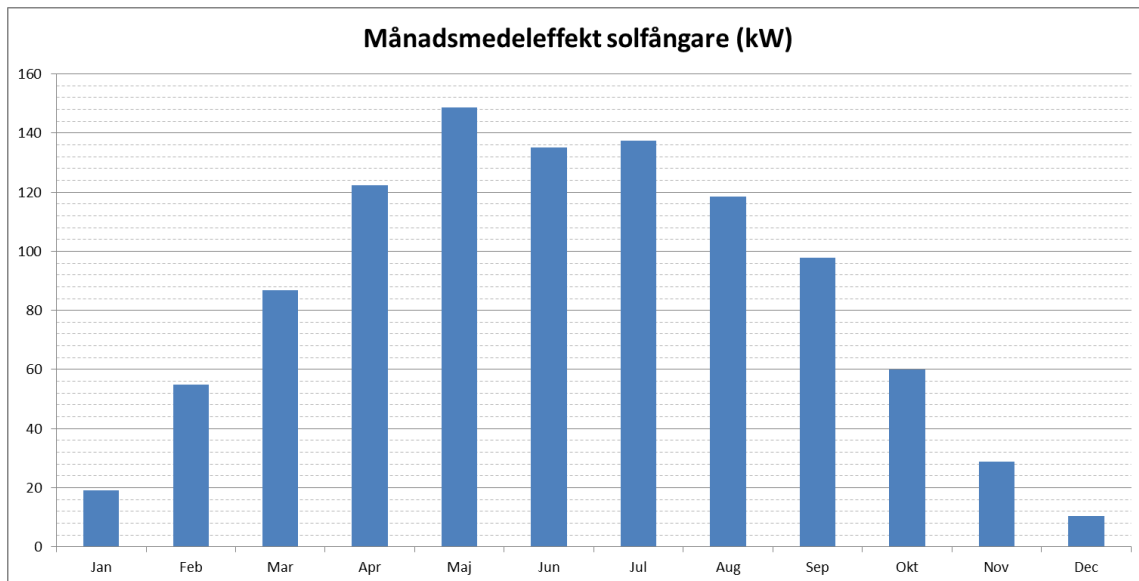
Figur 24. Utomhustemperatur Stockholm under år 2011 sorterat från lägsta till högsta temperatur

6.3 DIMENSIONERING AV SOLFÅNGARE

Oavsett om energisystemen inom Ekvallen med närområde kommer baseras på fjärrvärme eller ett borrhålslager kommer de nya bostäderna att utrustas med solfångare placerade på dessas tak. Solfångaranläggningarna föreslås dimensioneras för att täcka tappvarmvattenproduktionen till bostäderna under cirka 6 månader om året. Följande specifikationer har därför använts vid dimensionering av solfångarna:

- Söderriktning
- 1500 m² aktiv solfångaryta
- Vakuümörskollektorer med antagen effektivitet 47 %
- Lutning 60°

I Figur 25 presenteras månadsvis producerad solfångarvärme. Totalt bedöms solfångarna kunna producera omkring 750 MWh tappvarmvatten. Den branta lutningen och vakuümörskollektorer valdes för att medge värmeproduktion över en mer utdragen period av året så att mer solfångarvärme kan nyttjas under perioder med värmebehov.



Figur 25. Medeleffekt per månad från vakuumrörsolfångare i söderläge med 60° lutning, 2011

6.4 PLACERING AV SOLCELLER

Denna rapport föreslår en placering av solceller på taket till inomhusrinken. Detta är en stor yta i söderläge med god synlighet från bandyplanen och huvudleden förbi området.

Solcellerna kommer att medge egenproduktion av förnyelsebar el vilket kommer minska områdets miljöpåverkan samt mängden inköpt energi till området. Eftersom solcellerna kommer påverka både alternativ 1 och 2 lika mycket tas inte närmare hänsyn till solcellsproduktionen inom ramen för denna rapport.

7 SYSTEMALTERNATIV 1 - FJÄRRVÄRME

Systemalternativ 1 använder fjärrvärme för att täcka värmebehovet till Idrottsparken och de planerade bostäderna enligt principflödesschema i bilaga 9. Fjärrvärmen finns idag ca 100 m från Idrottsparken. En stor del av produktionen inom Gustavsberg kommer från en anläggning som benämns Ekobacken vilken driftsattes under 2010. Vid produktionen används idag huvudsakligen träflis men det finns även en mindre biogaspanna.

För tappvarmvattenproduktion sommartid till de planerade bostäderna används solfångare. Dessa beräknas leverera ca 410 MWh värme per år. Den mängd tappvarmvatten som ej kan produceras med solfångare, ca 40 MWh/år, spetsas med fjärrvärme till erforderlig temperatur.

Gustavsbergbadet drivs vidare enligt nuvarande system men ökar mängden abonnerad eleffekt för att kunna tillmötesgå komfortkraven.

Fjärrvärmenätet dimensioneras för en maxlast på 950 kW och en temperaturskillnad inom området på 55°C mellan tillopp och retur.

Beräknad mängd inköpt energi presenteras i Tabell 10.

Tabell 10. Behov av inköpt energi för systemalternativ 1 omfattande Ekvallen och planerade bostäder

(MWh/år)	Värme	TVV	Totalt
El	783	203	986
FJV	1633	104	1741

Det bedömda effektbehovet för fjärrvärme och el presenteras för systemalternativ 1 i Tabell 11. Utöver angiven el tillkommer den el som används för andra ändamål än uppvärmning.

Tabell 11. Bedömt effektbehov värme för systemalternativ 1

	El	FJV
Ekvallen och bostäder	-	950
Gustavsbergbadet	670	-

8 SYSTEMALTERNATIV 2 – VÄRMÅTERVINNING ISMASKINER OCH BORRHÅLSLAGER

8.1 ÖVERSIKT

I detta alternativ distribuerar ett lågtempererat (40°C) närvärmenät värme till Ekvallen och bostäderna medan badet försörjs enligt nuvarande princip. Värmeförsörjning till närvärmenätet sker med värmepump och solfångare placerade på bostadshusens tak i enlighet med principflödesschema, se bilaga 10.

Med alternativet utökas användningen i realtid av det befintliga värmeöverskottet från isproduktionen på Idrottsparken. Dessutom en säsongslagras kvarvarande överskott samt överskottsvärme från solfångarna i ett borrhålslager. En fördel med utökad värmeåtervinning är att värmeöverskottet från isproduktionen produceras då det samtidigt finns värmebehov inom området.

Återvinning av värmeöverskott i realtid sker mot kall sida av närvärmenätets värmepumpar. Utomhusisarna skall hållas frusna även vid åtskilliga plusgrader utomhus då det kan råda starkt solsken, regn och vind vilket gör att det krävs en stor kylkapacitet. Detta skapar i sin tur stora mängder överskottsvärme som kan nyttjas för att täcka stora delar av värmebehovet för befintliga och planerade byggnader inom området.

Utomhusrinken och bandyplanen behöver inte förses med kyla under -5 °C, då råder så kallad naturis. Detta innebär att endast inomhusrinken behöver försörjas med kyla vilket innebär att mängden värme minskar kraftigt. Ett borrhålslager föreslås då användas för att täcka upp den största delen av den effekt- och energibrist som då uppstår inom området.

Till bostäderna föreslås även solfångare likt systemalternativ 1. Dessa förser bostäderna med tappvarmvatten som lagras lokalt i ackumulatortankar. Vid vissa perioder omkring sommaren råder överskott från solfångarna som då kan användas för att förse området med en del av komfortvärmebehovet. Överskott från solfångarna kan också lagras i borrhålslagret för att användas med värmepump vid värmebehov. Tillsammans med överskottsvärme från Ekvallens ismaskiner bidrar detta till att en årsvis värmebalans kan säkerställas i borrhålslagret.

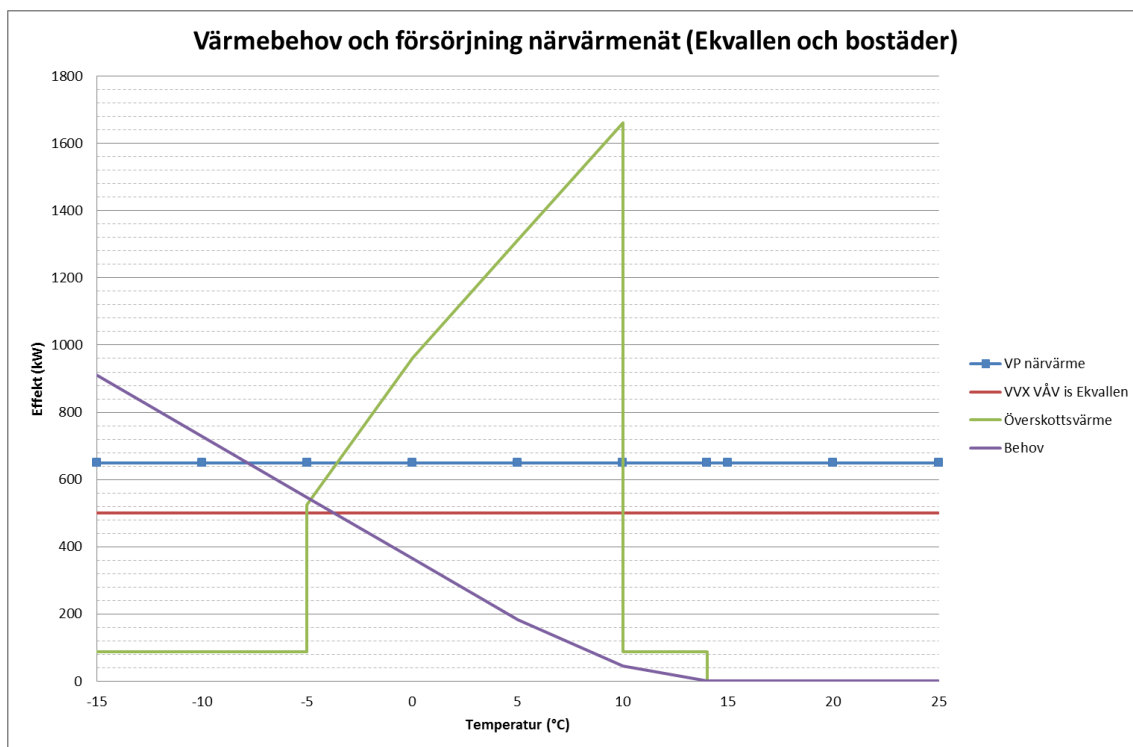
8.2 ENERGIFÖRBRUKNING – EKVALLEN OCH PLANERADE BOSTÄDER

Bedömt temperaturvaraktighetsdiagram för närvärmenätet presenteras i Figur 26 (lila). I denna graf presenteras även bedömt värmeöverskott från Ekvallens ismaskiner (grön). Utöver detta redovisas också i rött befintlig värmeväxlare för värmeåtervinning till Gustavsbergbadet på 500 kW samt kapaciteten på närvärmenätets värmepump på 650 kW (blå). Borrhålslagrets kapacitet är ca 500 kW.

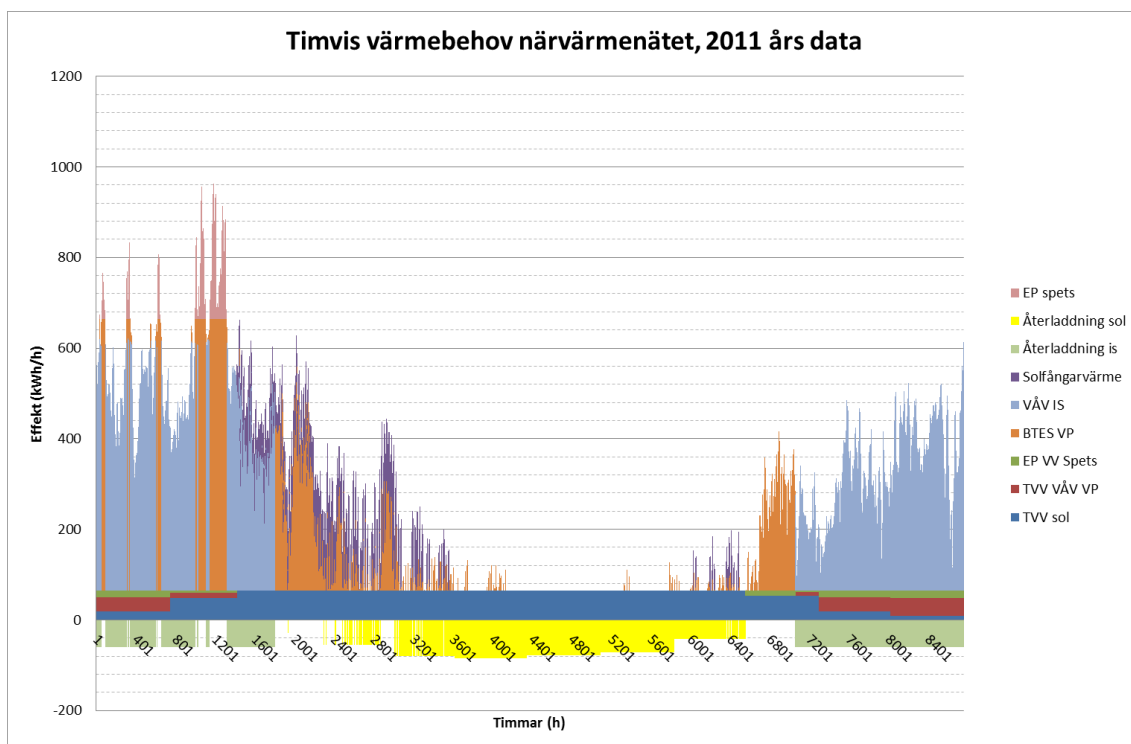
Komfortvärmebehovet har bedömts utifrån befintligt behov för byggnader inom Idrottsparken, se Figur 11, och justerats något för att stämma överens med energi motsvarande antagen fullasttid värme för de nya bostäderna på c:a 1600 h.

De isbelagda ytorna produceras mellan vissa datum under året. Detta kommer att påverka vilken utetemperatur värmeöverskottskurvan slutar vid. Det är t.ex. möjligt att det är 12 °C

utomhus medan bandyplanen fortfarande körs. Maximal värmeeffekt, dvs. överskottsvärme, för ismaskinerna är dock c:a 1700 kW.



Figur 26. Bedömt värmebehov Ekvallen och planerade bostäder exklusive tappvarmvatten



Figur 27. Timvis energiförsörjning baserad på 2011 års data för Ekvallen och planerade bostäder

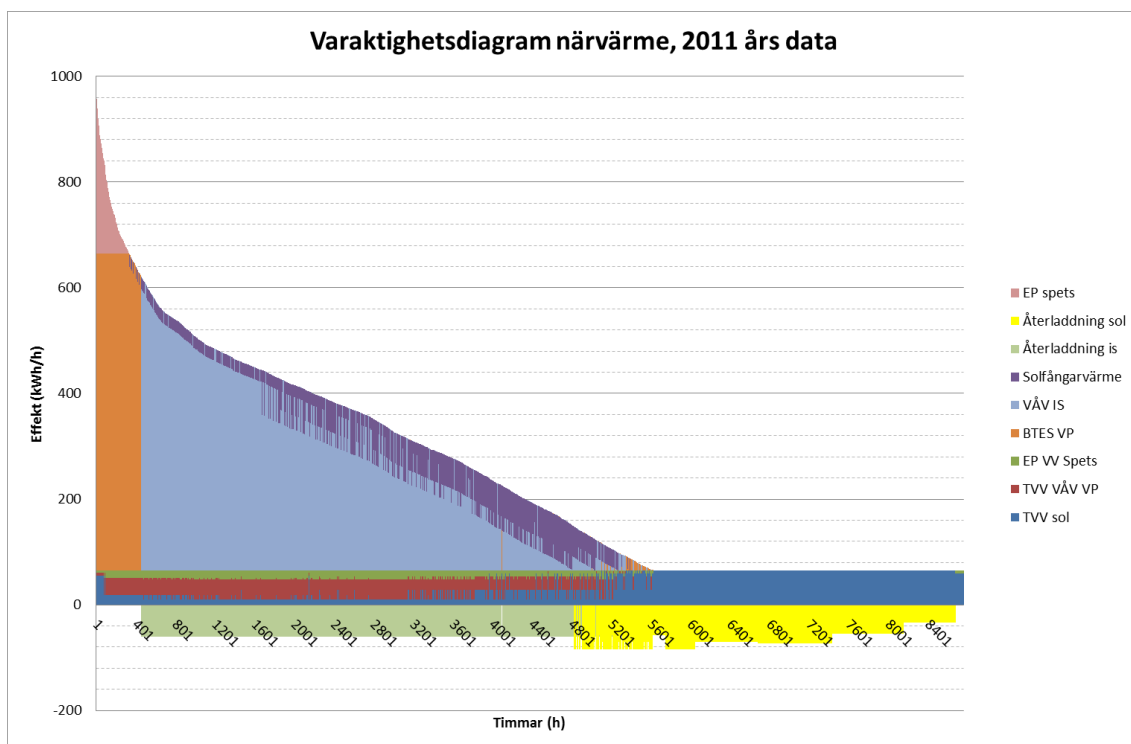
Figur 27 och Figur 28 representerar närvärmenätets föreslagna energiförsörjning beräknad med 2011 års väderdata. I Figur 27 är värmeförsörjningen sorterad i datumordning och i Figur 28 är det sorterat från största till minsta effekt

Utöver värmebehovet i Figur 26 tillkommer TVV med c:a 65 kW. Detta försörjs främst via solfångare (mörkblå). Resterande behov täcks med hjälp av förvärmning via närvärmenätets värmepump (röd) samt elspets (grön). Ackumulatortank används för att maximera tappvattenproduktionen från solfångarna.

Under vår och höst används solfångare även för att täcka värmebehovet (lila). Värmeöverskott från solfångarna som ej behövs för stunden dumpas i närvärmenätet för att via detta ladda borrhålslagret med värme (gul, negativa siffror).

Då isbeläggning sker till utomhusisar finns ett stort värmeöverskott från ismaskinerna vilket då används till värmeförsörjning till närvärmenätet (ljusblå) via kall sida av värmepumpar. Borrhålslagret (orange) används under perioder då överskottsvärmen från isproduktionen inte är tillräcklig. Vid kalla utomhustemperaturer då borrhålen och värmepumpen inte räcker till används lokala elpannor för spetsvärmeproduktion (rosa).

Återstående värmeöverskott används också för att återladda borrhålslagret. Med en kontinuerlig återladdning om c:a 80 kW då detta är tillgängligt, tillsammans med solfångaröverskottet, erhålls en årsvis balans i borrhålslagret.



Figur 28. Varaktighetsdiagram värmeförsörjning Ekvallen och planerade bostäder

Totalt producerad värme presenteras i Tabell 12.

Tabell 12. Värme producerad (MWh) inom närvärmenätet, baserad på väderdata 2011

Komfort-värme	TVV sol	TVV is-värme VP	EP VV Spets	Solfångar-värme	Återl. sol	VP BTES	VP is-värme	EP spets	Återl. Is-värme
1586	454	75	34	72	300	568	959	34	183

Det beräknade behovet av inköpt energi presenteras i Tabell 13. Vid bedömning av elförbrukning har följande uppskattningar använts:

- Värmepump mot borrhålslager, SPF: 4
- Värmepump mot värmeöverskott Ekvallen, SPF: 5
- Pumpenergi vid återladdning och solfångarvärme, SPF: 30

Tabell 13. Beräknad fördelning av inköpt el Ekvallen och bostäder

EI VP (IS & BTES) (MWh)	Spetsel (Värme & TVV) (MWh)	Sol (Värme & TVV) (MWh)	Återladdning pumpel (MWh)	Totalt el (MWh)
352	68	18	13	452

8.3 GUSTAVSBERGSBADET

I Alternativ 1 försörjs Gustavsbergbadet enligt nuvarande princip med den skillnaden att när effektbrist uppstår vid kalla utomhustemperaturer kan borrhåslagret leverera de 180 kW värme som saknas för att de befintliga värmepumparna i badhuset ska kunna fungera med full effekt.

8.3.1 ENERGIBEHOV

I Tabell 14 presenteras beräknat värmebehov för Gustavsbergbadet baserad på 2011 års data samt den mängd el som beräknas åtgå för att täcka detta.

Tabell 14. Behov av energi per delkomponent vid Alternativ 2.

	Elpanna (MWh)	VP (MWh)	EP TVV (MWh)	VP TVV (MWh)	Totalt (MWh)
Värmebehov, Alt. 2	0	2576	88	402	3068
Elbehov, Alt. 2	0	737	88	115	940

8.4 DIMENSIONERING AV BORRHÅSLAGER

8.4.1 ÖVERSIKT

Maximalt effektbehov på förångarsidan av närvärmenätets värmepump beräknas vara 450 kW. Därtill kommer 180 kW behov till badet. Samtidigt levereras kontinuerligt cirka 90 kW överskottsvärme från inomhusrinskens ismaskin oavsett utomhustemperatur. Sammanlagt uppgår toppeffektbehovet för borrhåslagret därmed till 540 kW rent teoretiskt. På grund av sammanlagringseffekter, att alla brukare i ett nätverk inte kräver full effekttäckning samtidigt, bedöms dock en kapacitet om 500 kW för borrhåslagret vara tillräckligt.

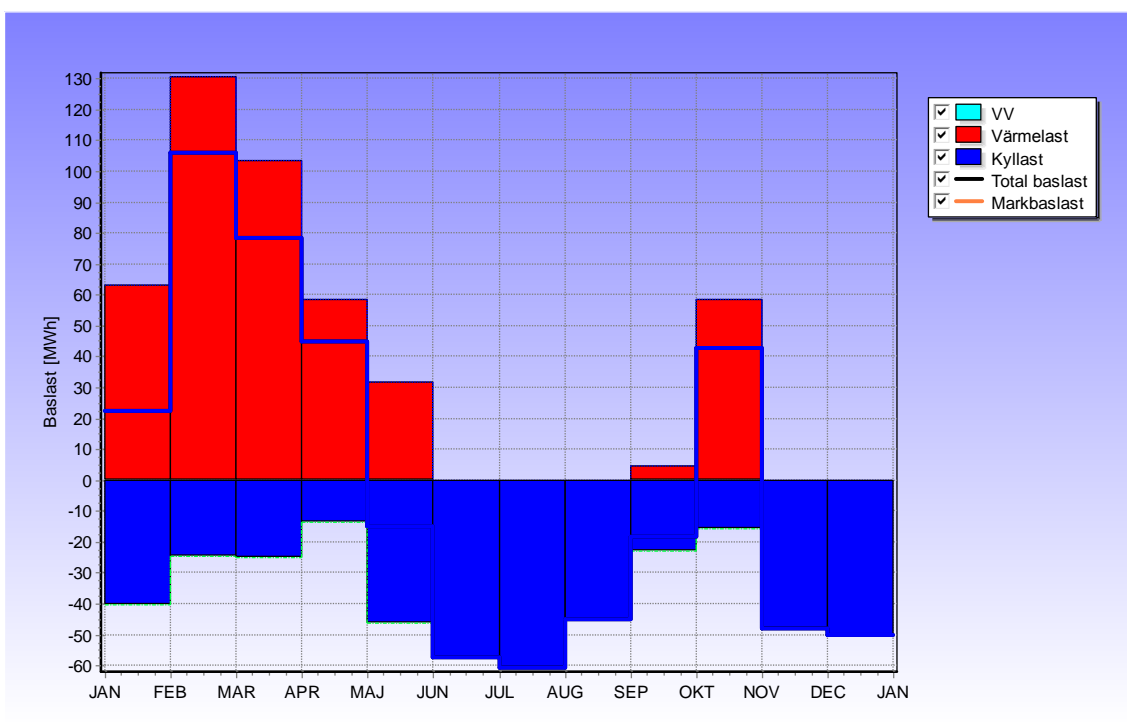
Totalt beräknas närvärmenätets värmepump leverera 568 MWh värme ur lagret med ett SPF om 4. Detta innebär att 426 MWh värme uttas ur lagret på detta sätt. Badhuset beräknas nyttja 90 kW av borrhåslagret under 450 h per år vilket medför ett uttag om ytterligare 41 MWh. Totalt levererar lagret cirka 470 MWh värme per år.

Simuleringar av ett borrhåslager för energiförsörjning till området har utförts i Earth Energy Designer (EED). Följande data har använts vid simulering av borrhåslagret:

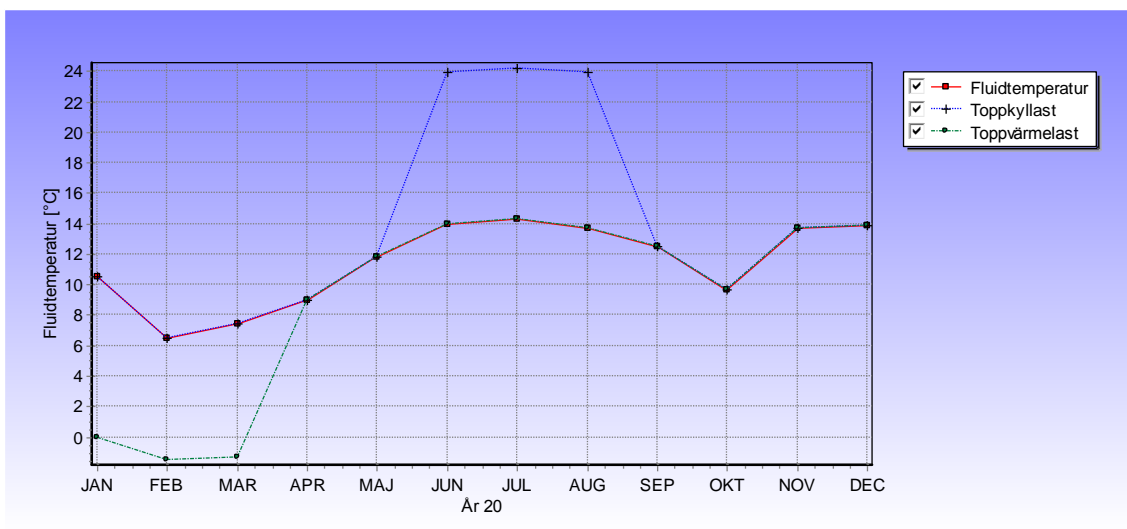
- 35 borrhål, 5x7 konfiguration
- Medelavstånd borrhål: 10 m
- 250 m borrhåldjup (243 m aktivt djup)
- Värme ur borrhåslager: 470 MWh
- Värme till borrhåslager: 483 MWh
- Spetseffekt värmeuttag: 500 kW (16 h)

- Spetseffekt värmeförsel: 600 kW, (6 h)
- Värmeledningstal berg: 3,1 W/mK
- Dubbel U-rörskollektor

Baslast energi för borrhålslagret presenteras i Figur 29. Röd färg indikerar värmeuttag ur berget vilket innebär att bergtemperaturen sänks. Blå indikerar återladdning med överskottsvärme vilket sker främst genom överskottsvärme från solfångare sommartid men också till viss del från värmeöverskott från isproduktionen.



Figur 29. Energilastens fördelning vid simulering av borrhålslager. Totalt uttas 450 MWh per år ur lagret.



Figur 30. Simulerade fluidmedeltemperaturer vid körning mot borrhålslager

I Figur 30 presenteras simulerad borrhålsfluidens medeltemperatur. Medeltemperaturer vid spetslast värmedumpning uppgår till omkring 24 °C medan lägsta temperatur vid spetslast värme uppgår till c:a -1,5 °C.

8.5 PRINCIPIELL FUNKTIONSBESKRIVNING

Se bilaga 10. För samtliga tre driftfall produceras tappvarmvatten i bostäder med solfångare.

8.5.1 DRIFTFALL 1 VINTER: VÄRMEÖVERSKOTT FRÅN ISPRODUKTION

Värme produceras med närvärmenätets centrala värmepumpar för att ombesörja området med värme. Värmeöverskottet från ismaskinerna används till värmepumparnas förångare. Leverans av värme till Gustavsbergsbadet prioriteras. Återstående värmeöverskott används som värmekälla till värmepumparna i närvärmenätet. Det resterande överskott som inte kan användas återladdas i huvudsak till borrhålslagret. Vid behov kan värmeöverskottet fläktas bort med befintliga kylmedelkylare.

Förvärmning av tappvarmvatten sker via närvärmenätet om solfångarna ej täcker tappvarmvattenbehovet. Eventuella spetsvärmebehov värme försörjs genom lokala elpannor.

8.5.2 DRIFTFALL 2 VINTER: BORRHÅLSLAGER

Vid utomhustemperaturer under -5 °C är värmeöverskottet litet från isproduktionen (ca 90 kW). Värmepumparna till närvärmenätet och badet använder då borrhålslagret som värmekälla.

Förvärmning av tappvarmvatten sker via närvärmenätet om solfångarna ej täcker tappvarmvattenbehovet. Eventuella spetsvärmebehov värme försörjs genom lokala elpannor.

8.5.3 DRIFTFALL SOMMAR, VÅR OCH HÖST

Vid större effektbehov av värme används borrhålslager för värmeproduktion. Vid stora värmeöverskott utöver tappvarmvattenproduktion från solfångare kan detta användas för försörjning av värme till området. Värmeöverskott som inte kan hanteras efter att det nyttjats till tappvarmvattenvärmning och värmeförsörjning kan dumpas ner i borrhålslagret för att återladda dessa med värme. Vid små värmeeffektbehov kan elpannor användas.

Tappvarmvattenbehovet och eventuella värmebehov i närvärmenätet täcks av solfångare. Vid värmeöverskott från solfångare laddas närvärmenätet med värme. Via omkoppling förbi värmepumparna i närvärmenätet återladdas borrhålslagret. På detta sätt kyls borrhålslagret solfångarna under varma dagar vilket ökar deras verkningsgrad och fördrar samtidigt kokning i dessa. Molniga dagar under våren och hösten levereras värme via borrhålslager, värmepump och närvärmenät.

9 BEHOV AV INKÖPT ENERGI OCH EFFEKT

En sammanställning av bedömt behov av inköpt energi presenteras i Tabell 15 för de två olika systemalternativen och områdena. I Tabell 16 presenteras en sammanställning av inköpt energi baserad på energislag för de två alternativen.

Tabell 15. Bedömt energi- och effektbehov värme de olika byggnaderna och alternativen

(MWh/år)	Alternativ 1		Alternativ 2	
	<i>Ekvallen</i>	<i>Gustavsbergbadet</i>	<i>Ekvallen</i>	<i>Gustavsbergbadet</i>
El energi VP		833	352	852
El energi EP		153	68	88
El energi pump	-	-	31	-
FJV energi	1741	-	-	-
(kW)				
El effekt VP	-	70	150	140
El effekt EP	-	300+300*	350	50+300*
El effekt pump	-	-	-	-
FJV	950		-	-

* Max spetsvärmning av stadsvatten vid tappvarmvattenproduktion utan förvärmning

Tabell 16. Inköpt energi och effektbehov för uppvärmning uppdelat på respektive energislag för de två systemalternativen

	Alternativ 1	Alternativ 2
El (MWh/år)	986	1 391
FJV (MWh/år)	1 741	-
El (kW)	670	990
FJV (kW)	950	-

10 MILJÖPÅVERKAN

För jämförelse av miljöpåverkan bör det beaktas att resultatet påverkas i hög grad av vilken miljöbelastning som tillskrivs den använda elen. Elens miljöbelastning kan i olika sammanhang och av olika aktörer anses variera mellan 0 gCO₂e/kWh (grön el), 20 gCO₂e/kWh (svensk elmix), 74 gCO₂e/kWh (nordisk elmix) och 350 gCO₂e/kWh (europeisk elmix).

Värmdö kommun uppger att man idag köper vindkraftsel med 0 g CO₂e/kWh påverkan. Idrottsparken avses även förses med solceller för elproduktion.

Fjärrvärmeverket i Gustavsberg, Ekobacken, eldas främst med träflis men har även en mindre separat panna för biogas. Fjärrvärmens i Gustavsberg bedöms ge upphov till 0 g CO₂e/kWh men även här är det viktigt att beakta att åsikter om miljöbelastningen kan variera beroende på vem som tillfrågas.

En sammanställning av miljöpåverkan, beroende på hur elen miljövärderas, visas i Tabell 17.

Tabell 17. Utsläpp av koldioxidekvivalenter per år beroende av vilken miljövärdering av el som används.

Utsläpp av CO ₂ e, kg/år	Alt. 1	Alt. 2
Grön el	0	0
Svensk elmix	16	24
Nordisk elmix	59	90
Europeisk elmix	279	427

11 EKONOMI

11.1 ALLMÄNNA FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR BERÄKNING AV LIVSCYKELKOSTNADER

11.1.1 INFLATIONSTAKT

Inflationen de närmaste 40 åren antas uppgå till 2 % då detta utgör riksbankens inflationsmål sedan 1995. (<http://www.riksbank.se/sv/Penningpolitik/Inflation/Inflationsmalet/>)

11.1.2 REAL KALKYLRÄNTA

Som kalkylränta har en realränta justerad för inflation om 5 % använts.

11.1.3 TID

Betraktelsetiden för LCC-kalkylen är 40 år. Den startar 2015 och slutar 2055. Ingående investeringskomponenter som har en kortare livslängd (till exempel kompressorer) återinvesteras efter livslängden i kalkylen. Omvänt, om komponenter har en längre livslängd så fördelas endast delar av kostnaden under betraktelsetiden, exempelvis gäller detta närvärmenätet.

11.1.4 TEKNISKA LIVSLÄNGDER

För beräkning av livscykelkostnader har tekniska livslängder på ingående huvudkomponenter enligt Tabell 18 använts. En mer utförlig lista finns beskriven på s.57.

Tabell 18. Använda tekniska livslängder på ingående komponenter.

Komponent	Livslängd (år)	Kommentar
Borrhålslager	80	
Cirkulationspump	20	
Värmepump	30	Exkl. kompressor
Kompressor i värmepump	15	Ett kompressorbyte per livslängd
Värmeväxlare	40	

11.2 ENERGIPRISER

11.2.1 ELPRISET 2013

Det pris som en svensk elanvändare betalar kan delas in i olika komponenter. Dessa komponenter fördelar sig enligt nedan:

- Elpris
- Elhandelsmarginal
- Elcertifikat
- Elskatt
- Elnätstariff, rörlig del
- Elnätstariff, fast del

I det material som Värmdö kommun har presenterat framgår att man idag betalar ett relativt högt elpris (500 kr/MWh) och att elinköpet är säkrat till och med 2014.

Utifrån SCB:s statistik avseende konsumentpriset för elenergi, vilket anger det faktiska elpris svenska konsumenter i genomsnitt betalar, har elhandelsmarginalen uppskattats till 4,0 öre/kWh.

Inköpspriset för el har under åren (2010-2012) för en elanvändare i Stockholm uppgått till 42,0 öre/kWh. Som elanvändare har man en kvotplikt avseende elcertifikat, vilket för närvarande uppgår till 13,5 procent av elförbrukningen. Med nuvarande spotpriser på elcertifikat innebär det en kostnad om 2,4 öre/kWh.

Elskatten uppgår idag till 293 kr/MWh.

Elanvändare betalar en nättariff, som oftast är uppdelad i en fast avgift samt en rörlig volyberoende del. Utifrån fakturor från Vattenfall uppgår den rörliga delen av elnättariffen som Värmdö kommun betalar idag till 39,2 öre/kWh vid höglasttid och 10,0 öre/kWh vid låglasttid. Sammantaget uppgår kostnaden till cirka 20 öre/kWh. Den fasta delen uppgår till cirka 350 kr/kWh.

11.2.2 ELPRISET 2015-2055

Spotpriset på el i Norden bestäms genom dagliga auktioner på den fysiska elbörsen Nord Pool Spot. En jämförelse görs av aktuell efterfråge- och utbudskurva, som därefter avgör priset per timme på all handlad el efterföljande dygn.

Spotpriset återspeglar varje dag marginalkostnaden för det aktiverade produktionsslag som har högst kostnad genom att producenter kan välja att inte sälja sin produktion om priset är för lågt för att ge kostnadstäckning eller vinst. I det nordiska systemet, som till stor del är baserat på vattenkraft, innebär perioder med välfyllda vattenmagasin att stora mängder produktion med låg kostnad når marknaden, vilket sänker elpriset. Då underskott råder i vattenmagasinen krävs istället produktionskällor för att täcka efterfråga på el, vilket medför ett höjt elpris. Andra faktorer

som påverkar elpriset är tillgängligheten i den nordiska kärnkraften och de ökande mängder vindkraft som når det nordiska kraftsystemet. Hittills har den uteslutande utbyggnaden av vindkraft dominerats av Danmark och Sverige, men framöver har även Norge och Finland relativt ambitiösa utbyggnadsplaner.

Förutom att förbrukningen i genomsnitt är högre dagtid än nattetid, och högre under vardagar än helger, kännetecknas det nordiska kraftsystemet av att elpriset vanligtvis är betydligt högre under vintern än under sommaren.

Det kan konstateras att elmarknaden historiskt uppvisat stora och ofta relativt hastiga prissvängningar. Orsaken är att de omvärldsfaktorer som påverkar elpriset snabbt kan förändras. I det nordiska kraftsystemet påverkar inte minst förändringar i det hydrologiska läget elpriset till följd av vattenkraftens stora andel av kraftproduktionen.

På den finansiella elmarknaden prissätts för närvarande elterminer till och med år 2023. Terminspriserna ger en bra bild av marknadens förväntningar på det framtida elpriset. Dessa förväntningar är dock inte detsamma som en garanti för att det framtida priset kommer uppfyllas. Exempelvis sjönk terminspriserna på elcertifikat med 30 procent mellan 2011 och 2013. Trots detta anser författarna till denna rapport att marknadsförväntningarna utgör bästa tillgängliga prognos för det framtida elpriset.

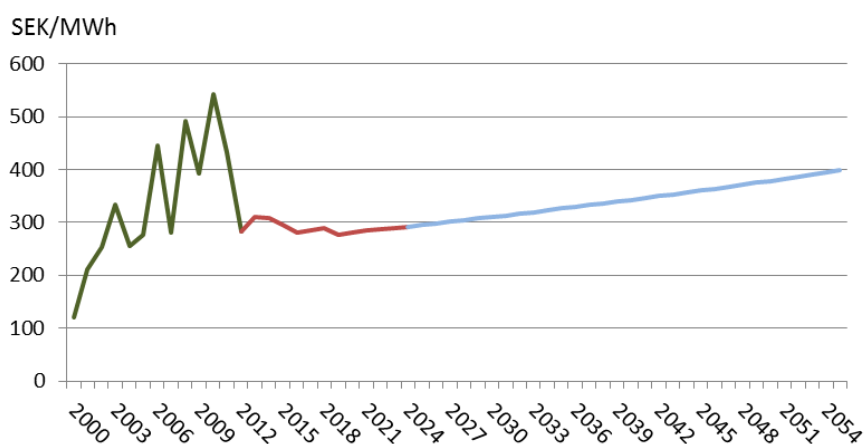
En viktig påverkansfaktor för det nordiska elpriset framöver blir den framtida kraftbalansen. De senaste åren har efterfrågan på el varit vikande, vilket dels beror på en svag industrikonjunktur, delvis på en fallande eller åtminstone stagnerande efterfrågan från hushållssektorn. När det gäller utbudet av el påverkas det positivt av att en ny reaktor tillkommer i Finland 2016 (Olkiluoto) och att betydande mängder förnybar energi tillförs varje år. Inte minst nybyggnationen av vindkraft är i sammanhanget viktig. Ett allt större elöverskott i Norden får en hämmande effekt på elpriset. I motsatt riktning verkar ny överföringskapacitet till den europeiska kontinenten, vilken möjliggör lönsam export då de nordiska priserna är lägre än i exempelvis Tyskland och Nederländerna. En allt tätare koppling mellan Norden och övriga Europa kan då på längre sikt förväntas harmonisera priserna i Norden och övriga norra Europa.

Andra viktiga faktorer som ofta har direkt inverkan på elpriset är priset på de bränslen som används i termisk elproduktion, främst kol, samt priset på utsläppsrätter. Just marginalkostnaden för kolbaserad elproduktion är normalt prissättande för elen även i Norden då importpriset på el från Tyskland och Danmark ofta prissätts utifrån kostnaden för kolkondenskraft. Terminskontrakten för såväl kol som utsläppsrätter noteras lägre än på mycket länge, vilket också sänkt elpriserna på den europeiska kontinenten avsevärt. En ökning i kol- och/eller utsläppsrättspriserna skulle snabbt få inverkan på prissättningen på el, även i Norden. Det spekuleras för närvarande i en politisk förändring av det europeiska handelssystemet för utsläppsrätter, då nuvarande låga priser anses utgöra ett hinder för en övergång till koldioxidnsål teknik, inte minst i energisektorn. På europeisk nivå tycks det råda konsensus om att priset på koldioxidutsläpp på sikt måste höjas, men av olika skäl har ingen uppgörelse kunnat uppnås. Den svaga konjunkturen och den europeiska finanskrisen har sannolikt påverkat beslutsfattandet.

Sammanfattningsvis kan sannolikheten för fortsatt pressade elpriser de närmaste åren anses vara hög. Bortser vi från den hydrologiska utvecklingen, vilken får stor inverkan på elpriset, talar de flesta faktorer för närvarande för låga elpriser, även om osäkerheten gällande det framtida elpriset är stor.

Förutom börspriset på el innebär valutakursen EUR/SEK en icke obetydlig osäkerhetsfaktor för en svensk elköpare. Då prissättningen på Nord Pool Spot sker i EUR får valutakursen relativt stor betydelse för intäkten från elförsäljning.

Efter att Värmdö kommuns säkrade elinköp löper ut 2014 förväntas elpriset sjunka avsevärt, förutsatt att nuvarande prisnivåer på terminsmarknaden består.



Figur 31. Historiskt elpris 2000-2012, område STO/SE3, terminspriser (2013-06-18) 2013-2023, därefter prisprognos baserad på ett antagande om årlig tariffökning om 1,0 procent, reala priser.

Tabell 19. Elprisprognos avseende elområde SE3, reala priser.

År	2015	2020	2025	2030	2035
SEK/MWh	295	280	295	310	326

År	2040	2045	2050	2055
SEK/MWh	343	360	379	398

En prisprognos baserad på aktuella terminspriser på el kan användas för att ge en uppskattning av det framtida elpriset. För närvarande handlas elterminer till och med år 2023 på den finansiella elmarknaden. Aktuella terminspriser avseende åren 2020-2023 har inhämtats 2013-06-19. Därefter väntas priserna öka något snabbare än inflationen till följd av att faktorer med en positiv inverkan på elpriset, såsom en förväntad ambitionshöjning avseende klimatpolitiken och

bättre anslutningar mot övriga Europa, åter antas ta överhanden på marknaden. Elpriset antas från och med år 2024 öka med 1,0 procent per år i reala termer.

I beräkningarna har en EURSEK-kurs om 8,70 antagits under hela perioden.

I Figur 31 redovisas priset i för elområde Stockholm (SE3). För perioden 2020 och framåt antas ingen prisskillnad råda mellan Stockholm och det nordiska systempriset tack vare förbättrad överföringskapacitet mellan södra och norra Sverige.

Angående elnätstarifferna har Energimarknadsinspektionen, den myndighet som ansvarar för tillsynen av elnätbolagen, i yttranden uttalat stöd för höjningar av elnätstarifferna framöver. Utifrån dessa yttranden antas att en real höjning om 30 procent kan motiveras de kommande tolv åren. En sådan höjning skulle motsvara en årlig real ökning om drygt 2 procent per år under den närmaste tolvårsperioden. Även på länge sikt antas ett betydande investeringsbehov i överföringskapacitet öka tarifferna med 1 procent per år i reala termer. Denna ökning av tarifferna antas drabba den rörliga och den fasta delen av tariffen lika mycket.

Som visas i Figur 31 antas elpriset sjunka till 295 kr/MWh 2015 för att sedan stiga i snitt 0,75 % per år i reala termer fram till år 2055. Kostnader för elcertifikat, elhandelsmarginal och elskatt antas hålla konstanta nivåer fram till år 2015 för att sedan utvecklas med 1 % realt till 2055. Ovanstående antaganden om utvecklingen för elnätstarifferna medför ett genomsnittligt startpris 2015 på 208 kr/MWh och 352 kr/kW, år med en genomsnittlig utveckling de kommande 40 åren på 1,13 %.

Antagna priser som använts för beräkning av livscykelkostnader sammanfattas i Tabell 20.

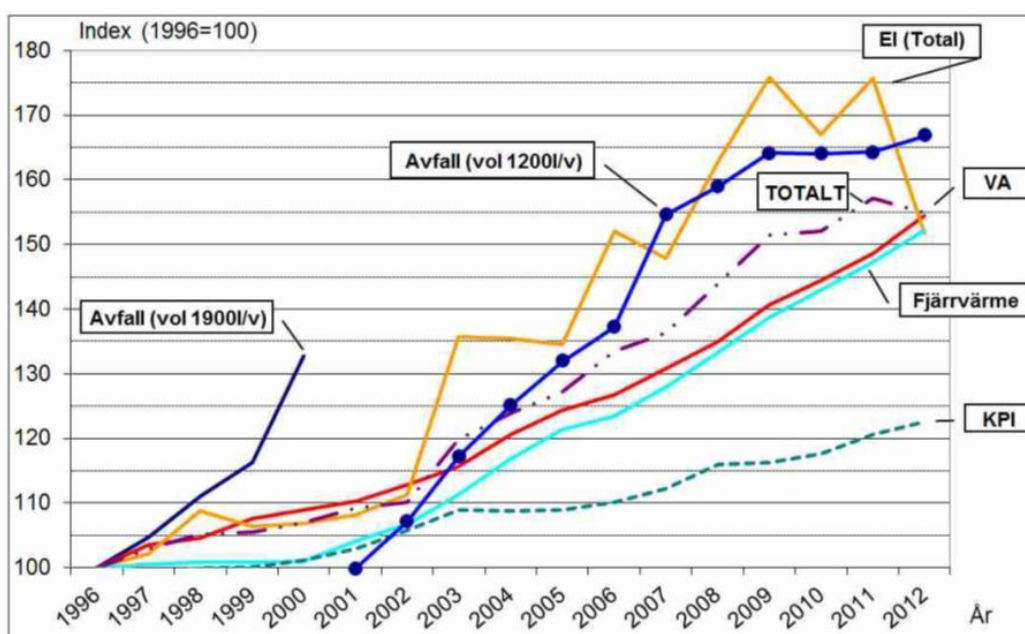
Tabell 20. Antaganden om realpriser år 2015 och 2055 i 2013 års penningvärde för komponenter ingående i elpriset.

Elpriskomponent	Antaget realpris år 2015 (kr/MWh)	Antaget realpris år 2055 (kr/MWh)	Genomsnittlig realprisökning under perioden (%)
Elpris	295 kr/MWh	398 kr/MWh	0,75 %
Elcertifikat	24 kr/MWh	36 kr/MWh	1,0 %
Elhandelsmarginal	40 kr/MWh	60 kr/MWh	1,0 %
Elskatt	293 kr/MWh	436 kr/MWh	1,0 %
Nättariff, rörlig del	208 kr/MWh	326 kr/MWh	1,13 %
Nättariff, fast del	364 kr/kW, år	571 kr/kW, år	1,13 %
Summa, rörlig del	860 kr/MWh	1256 kr/MWh	0,95 %
Summa, fast del	364 kr/kW, år	571 kr/kW, år	1,13 %

11.2.3 PRISSÄTTNING FJÄRRVÄRME

Värmdö kommuns fjärrvärmepreis uppgår idag till 683 kr/MWh samt 1 kr/m³ exklusive moms. Sammanlagt uppskattas dessa avgifter medföra en kostnad motsvarande 700 kr/MWh.

Att utföra prognoser om framtida fjärrvärmepreis är betydligt svårare än för elhandelspriser då det inte finns någon terminshandel för detta energislag. Det är även svårt att få tag på information om historiska priser eller prognoser om framtida prisutveckling för fjärrvärme/fjärrkyla på specifika orter. I föreliggande rapport har därför den historiska prisutvecklingen för Sverige som helhet använts. Data har hämtats från Fastigheten NilsHolgerssons underbara resa genom Sverige - en avgiftsstudie för 2012 (www.nilsholgersson.nu) och presenteras i Figur 32.



Figur 32. I det ovanstående diagrammet redovisas utvecklingen i Sverige för priser för fjärrvärme, el, vatten och avfallshämtning samt för konsumentprisindex (KPI) mellan åren 1996 och 2012 (Fastigheten Nils Holgerssons underbara resa genom Sverige - en avgiftsstudie för 2012)

Enligt Nils Holgersson-rapporten 2012 har takten i prisutvecklingen för fjärrvärmerna i Sverige dämpats något men ändå legat stadigt mellan 2,5 till 5,2 procent per år sedan år 2000. I föreliggande rapport antas fjärrvärmepreiserna öka med 3 % per år i nominella och 1 % per år i reala termer. I Tabell 21 sammanfattas priserna 2015 och 2055 i 2013 års penningvärde.

Tabell 21. Fjärrvärmepreis 2020 och 2060 i 2013 års penningvärde.

Antaget realpris år 2015 (kr/MWh)	Antaget realpris år 2055 (kr/MWh)	Genomsnittlig realprisökning under perioden (%)
714	1063	1,0

11.3 MERINVESTERINGSKALKYL

Vid beräkning av livscykelkostnaderna (LCC) för de olika alternativen har investeringskostnader tagits fram. Dessa investeringskostnader ska ej räknas som *totala* investeringskostnader utan som merinvesteringskostnader. En merinvestering är investeringskostnader för de delar som markant skiljer alternativen åt. Dessa kostnadsuppskattas och redovisas i föreliggande rapport. De innehåller alltså inte samtliga ingående komponenter i respektive investering. På samma sätt har kostnader avseende energikonsumtion, drift och underhåll m.m. hanterats.

11.3.1 ALTERNATIV 1

Merkostnad för alternativ 1 utgörs av kostnader för anslutning till Vattenfalls fjärrvärmenät, kostnader för en ny huvudcentral samt kostnader för cirka 100 m extra ledningsdragning för närrvärmenätet, se Tabell 22. Kostnader för huvudcentral och anslutning är spekulativa och bör förankras närmare via diskussion med Vattenfall.

Inga kostnader för anpassning i befintliga byggnader, såsom installation av vätskeburna värmesystem, är medräknade i kalkylen.

Kostnader för förläggning av närrvärmenät är hämtade från Kulvertkostnadskatalogen (kategori B, förläggning i ytterområde).

Tabell 22. Merinvestering alternativ 1

Delpost	Kostnad (KKR)
Ny fjärrvärmehuvudcentral (950 kW)	
Ny teknikbyggnad för huvudcentral	600
Rörentreprenad	300
Övriga entreprenader (EI, S/Ö m.m.)	200
Övrigt	
Anslutningsavgift, fjärrvärme (950 kW)	950
Extra fjärrvärmeledning DN65, c:a 100 m	300
Anpassning befintliga byggnader (vätskeburna system m.m.)	0
Total merinvestering systemalternativ 1	2 350

11.3.2 ALTERNATIV 2

Merkostnad för alternativ 2 utgörs av kostnader för en ny närvärmecentral, borrhålslager samt ett närvärmenät i större dimension, Tabell 23.

Inga kostnader för anpassning i befintliga byggnader, såsom installation av vätskeburna värmesystem, är medräknade i kalkylen.

Tabell 23. Merinvestering för systemalternativ 2

Delpost	Merkostnad (KKR)
Närvärmecentral	
Ny teknikbyggnad för närvärmecentral	2 000
Värmepump 650 kW exkl. installation/rörentreprenad	800
Installation av värmepump och övrigt rör	700
VVX2, 500 kW, LMTD = 1 K	150
VVX3, 500 kW, LMTD = 2 K	100
VVX4, 650 kW, LMTD = 2 K	150
Övriga delentreprenader (El-, S/Ö m.m.)	700
Borrhålslager	
Borrhålslager, 35 hål x 250 m, dubbla U-rör	3 500
Markledning borrhålslager c:a 70 m	150
Övrigt	
Elpannor, totalt c:a 350 kW inkl installation	500
Merkostnad, 600 m närvärmenät, DN100 mm	600
Anpassning befintliga byggnader (vätskeburna system m.m.)	0
Total merinvestering systemalternativ 2	9 350

Tabell 24. Merinvesteringsdifferens för de två olika systemalternativen

Delpost	Kostnad (KKR)
Merinvestering systemalternativ 1	2 350
Merinvestering systemalternativ 2	9 350
Differens, merinvestering (alt. 2 – alt.1)	7 000

11.4 DRIFTKOSTNADER OCH LIVSLÄNGDER

Driftkostnader antas belasta respektive alternativ med 2 % av merinvesteringskostnaden (exklusive investeringskostnad för teknikbyggnad och fjärrvärmeanslutningsavgift) årligen;

- Driftkostnader alt. 1: 16 000 kr/år

- Driftkostnader alt. 2: 147 000 kr/år

Vid beräkning av livscykelkostnader har följande tekniska livslängder antagits:

- Teknikbyggnader: 50 år
- Värmepump: 30 år
- Kompressor, värmepump: 15 år
- Värmeväxlare och rör: 40 år
- Övrigt (elpannor, elinstallationer, S/Ö-utrustning): 20 år
- Närvarmenät: 80 år
- Borrhålslager: 80 år
- Anslutningsavgift, FJV: 100 år

Se även bilaga 11.

11.5 ÅRLIGA KOSTNADER

En sammanställning av årliga kostnader för de två olika systemalternativen presenteras i Tabell 25 samt i bilaga 11. Rak återbetalningstiden bedöms till c:a 10 år och presenteras i Tabell 26.

Tabell 25. Jämförelse av årliga kostnader, 2015 års priser

(KKR/år)	Alternativ 1 (KKR/år)	Alternativ 2 (KKR/år)
Elenergi	848	1 196
Eleffekt	244	360
Fjärrvärmeenergi	1 243	0
Driftkostnad	16	147
Summa	2 351	1 703
Årlig besparing	-	648

Tabell 26. Beräkning av rak återbetalningstid

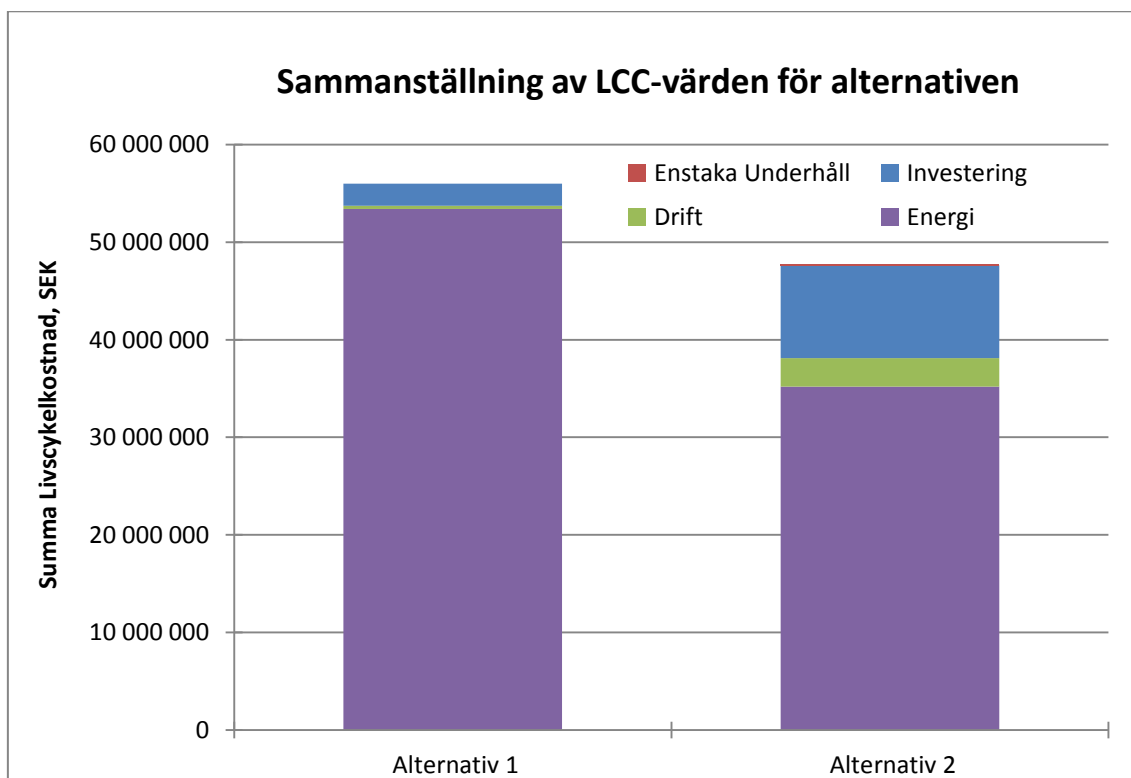
Merinvesteringskostnad, KKR	7 000
Besparing, KKR/år	648
Rak återbetalningstid, år	10,8
Direktavkastning på merinvestering	9,3 %

11.6 LCC-KALKYL

Utförd LCC-kalkyl redovisas i bilaga 11. En nuvärdessummering för respektive alternativ redovisas i Tabell 27 och

Tabell 27. Beräkning av rak återbetalningstid

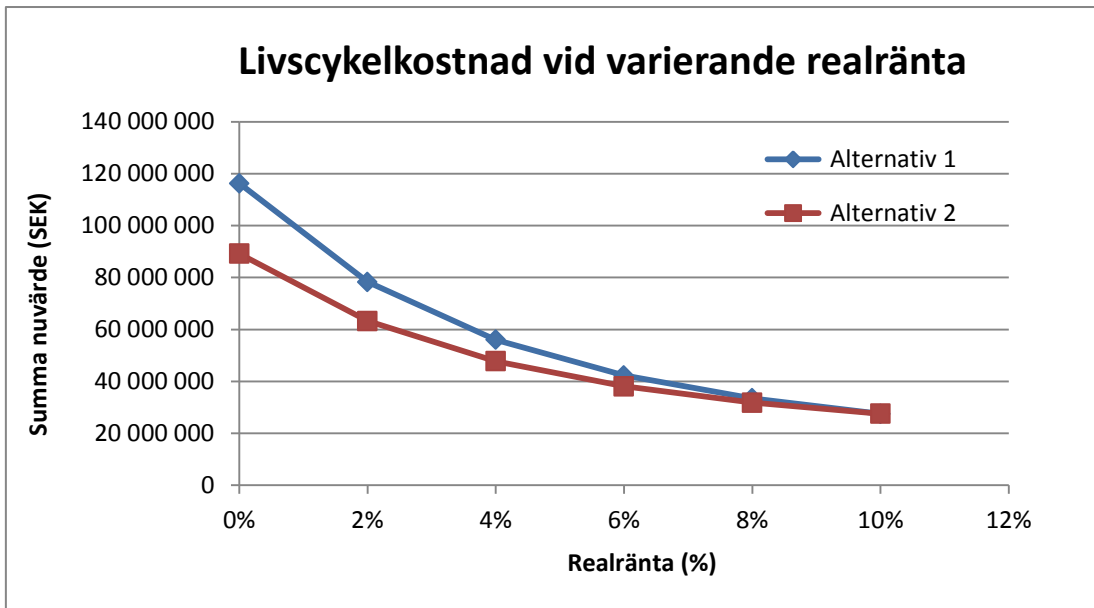
	Alternativ 1	Alternativ 2
Nuvärdesjusterad livscykelkostnad 2015-2055	56,5 MKR	48,5 MKR
Besparing	-	7 MKR
Besparing	-	14 %



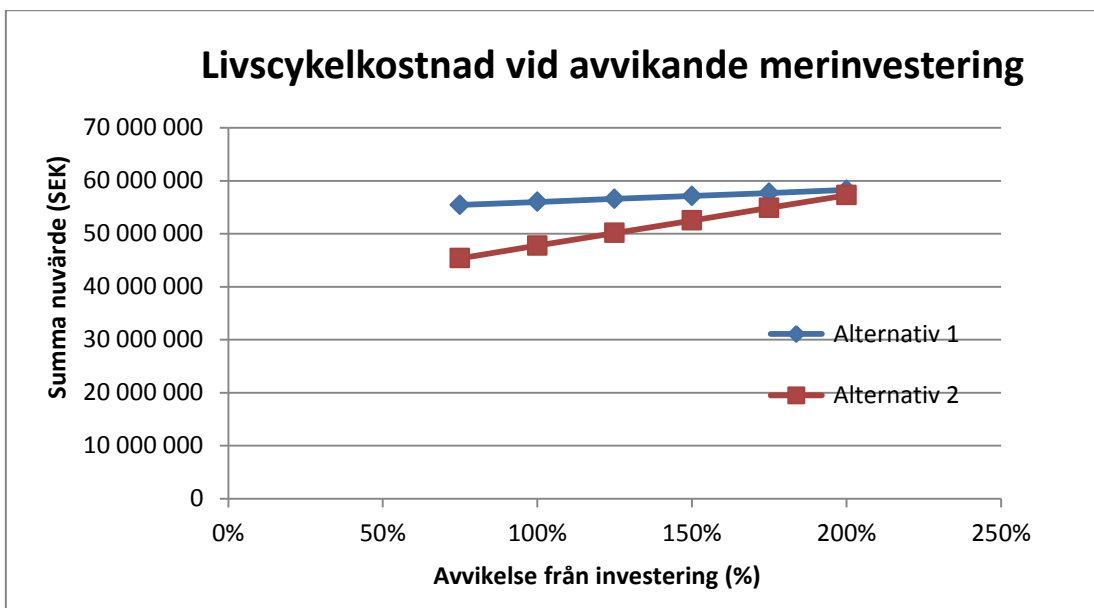
Figur 33. Summerad livscykelkostnad fördelat på enstaka underhåll, investering, drift och energi.

11.7 KÄNSLIGHETSANALYS AV LCC-KALKYL

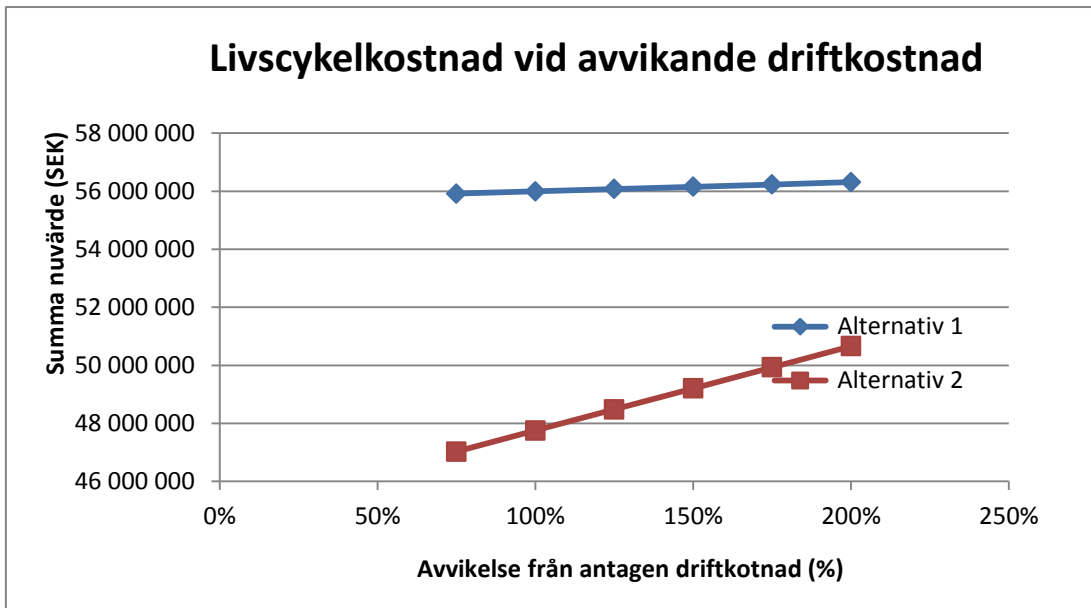
En analys av LCC-kalkylens känslighet för variation av realränta, merinvestering, driftkostnad och energikostnad redovisas i Figur 34 till Figur 37. Sammanfattningsvis bedöms inte resultatet av LCC-kalkylen vara särskilt känsligt för någon av de undersökta parametrarna.



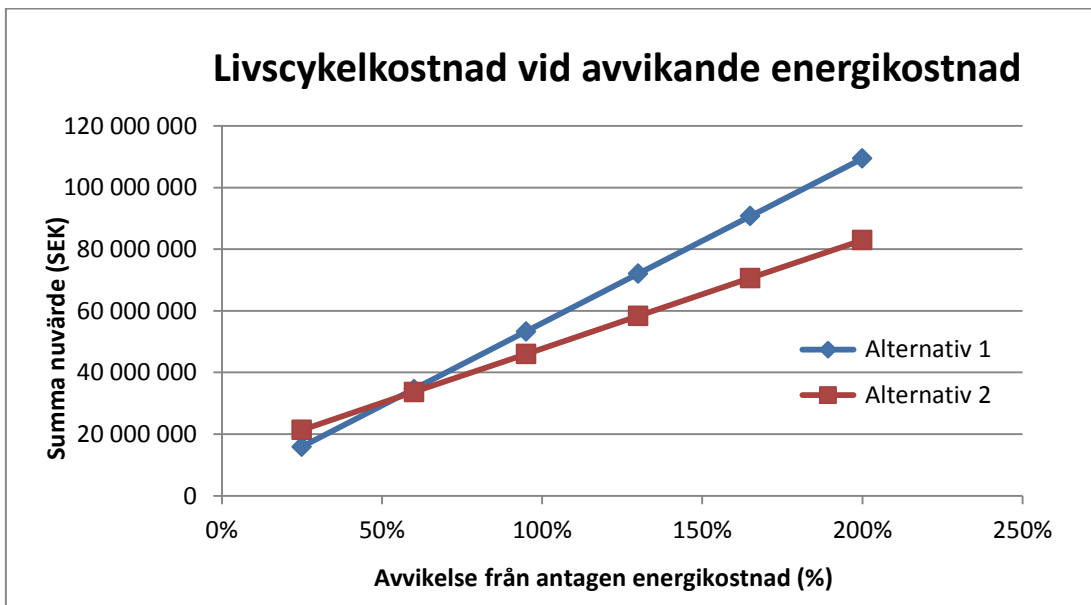
Figur 34. Livscykelkostnadens känslighet för variation i realränta. Vid realränta över 10 % är alternativ 1 billigare.



Figur 35. Livscykelkostnadens känslighet för felberäknad merinvestering. Om samtliga andra parametrar hålls konstanta är alternativ 2 billigare än alternativ 1 även om merinvesteringen för alt. 1 sänks med 75 % samtidigt som den multipliceras med 175 % för alt. 2



Figur 36. Livscykelkostnadens känslighet för felberäknad driftkostnad.



Figur 37. Livscykelkostnadens känslighet för felberäknad energikostnad. Grafen visar att om energipriserna sjunker med 50 % (där linjerna skär varandra) är alternativen lika dyra.

12 DISKUSSION OCH REKOMMENDATIONER

12.1 ENERGIKARTLÄGGNING

Detta projekt började med syftet att utreda förutsättningarna ta tillvara på lokala förutsättningar med ett geoenergibaserat värmesystem till Ekvallen. Fokus ändrades dock relativt snabbt eftersom relativt lite information om energiprestanda m.m. inom området fanns att tillgå. Mycket tid har därför lagts på att utifrån begränsad data försöka analysera när, var och hur energi förbrukas. Mot denna bakgrund framgår därför att denna rapport till stor del är baserad på antaganden, gissningar och uppskattningar utifrån ofullständig primärdata. Det är dock vår bedömning att rapporten ger en god första inblick i hur systemen på Ekvallen och Gustavsbergsbadet fungerar överlag och hur dessa skulle kunna knytas ihop till ett samfungerande system. Respektive detalj ska dock inte ses som fullt ut färdiganalyserad.

Mot ovanstående bakgrund är därför en första rekommendation att installera utrustning och förbereda driftorganisationen för individuell mätning och driftuppföljning så att en framtida omställning av energisystemet, om det så är till fjärrvärme eller geoenergi, utförs mot så mycket känd information och så lite spekulation som möjligt. Exempel på rekommenderade åtgärder är installation av separata elmätare inom Ekvallen samt utrustning för timvis mätning av energiförbrukning hos värmepumpar och elpannor.

Efter vår genomgång av systemen på Ekvallen och Gustavsbergsbadet har vi även funnit ett antal punkter med stor förbättringspotential. Dessutom har några misstankar väckts om att det även finns andra förbättringar som kan genomföras efter en mer detaljerad undersökning. Några av dessa saker listas nedan:

- Gustavsbergsbadet:
 - Badet ventileras kraftigt idag och fläktarna går för fullt året runt, dygnet runt. Enligt uppgift behövs detta för att upprätthålla ett undertryck i fastigheten så att fukt inte tränger in i väggarna inifrån. Detta skulle dock kunna ses över en gång till då mycket energi finns att spara om man kunde finna ett sätt att minska luftomsättningen.
 - Den stora luftomsättningen medför att stora mängder värme behöver tillföras tilluften. Detta är särskilt sant då verkningsgraden i badhusets återvinningsbatterier enligt genomförd OVK verkar vara väsentligt sämre än de dimensionerats för. En åtgärd här skulle medföra att betydande mängder värme skulle sparas, inte minst vid de kallaste utetemperaturerna när den värsta effektbristen för badhuset råder.
 - Utifrån de uppgifter vi fått verkar badhusets värmepumpar arbeta med en konstant förångningstemperatur om 6°C. Om denna tilläts sjunka under vintern skulle mer energi kunna återvinnas från de stora mängder frånluft som lämnar

badhuset vilket skulle kunna minska dess beroende av värme från Ekvallen och ett eventuellt borrhålslager.

- Utifrån de uppgifter vi fått verkar badhusets värmepumpar arbeta med en konstant kondenseringstemperatur om 48°C. Om denna tilläts höjas till 60-65°C vid tappvarmvattenproduktion skulle behovet av el till elpannor kunna reduceras, åtminstone sommartid och under isläggning när värmepumparnas förångarsidor har stora värmekällor att hämta energi från.
 - Idag sker värmeåtervinning till Gustavsbergsbadet från Ekvallen när de stora utomhusisarna läggs och hålls frusna och värmeöverskottet från Ekvallen är stort. Dock verkar det som att det relativt lilla men konstanta värmeöverskottet från frysning av inomhusrinken inte tillvaratas. Dessa uppskattningsvis 90 kW skulle komma badhuset mycket väl till pass under de kallaste dagarna på året.
 - Enligt avtal värmeåtervinns energi från Ekvallen endast mellan v.39 och v.11. Överskott från Ekvallen och behov i badet finns dock även under större delar av året. Det rekommenderas därför att avtalet ändras så att återvinnig kan ske i större utsträckning.
 - Abonnerad eleffekt i badhuset är för litet givet den nuvarande förbrukningen. Detta ger komfortproblem vid spetsbehov värme vintertid då ingen värmeåtervinning sker från Ekvallen. Framst bör åtgärder genomföras för att minska toppeffektbehoven. Sekundärt bör elanslutningen ökas.
 - Badhusets elförbrukning till pumpar m.m. är mycket hög jämfört med de referensvärden vi funnit i litteraturen. Det rekommenderas att orsaken till detta undersöks närmare då vi bedömer att relativt stora energibesparingar potentiellt finns att tillgå inom detta område.
 - Generellt är badhusets energiförbrukning hög i jämförelse med liknande objekt. En del av orsakerna listas säkerligen ovan. Vidare utredning rekommenderas generellt för att påvisa orsakerna till detta.
- Ekvallen:
 - För Ekvallen finns idag mycket begränsad data över enskilda byggnaders och komponenters förbrukning. Det rekommenderas starkt individuell mätning av elförbrukning påbörjas så att "energitjuvar" lättare kan upptäckas.
 - Misstanke finns om att åtgärder och effektiviseringar kring ventilation, driftjustering vid öppet-/stängt och tappvarmvatten finns att göra.

12.2 VAL AV FRAMTIDA ENERGISYSTEM

Överlag är systemalternativ 1 och 2 likvärdiga. Bägge system kan anses använda 100 % förnybara energikällor, särskilt som kommunen äger andelar i vindkraftverk, köper vattenkraftel och om idrottsparken förses med solceller.

Med de förutsättningar som används i denna rapport är Alternativ 2 på ett tydligt sätt mer lönsamt, såväl ur ett direktavkastningsperspektiv (+9,3 %, motsvarande en rak pay-off tid på 10,8 år) som ur ett LCC-perspektiv (7 MKR, 14 %, billigare över 40 år). En omfattande känslighetsanalys av LCC-kalkylen visar även att Alternativ 2 är mer lönsamt även om stora ändringar görs i antaganden om energipris, investering, kalkylränta, driftkostnad m.m.

Mot bakgrund av ovanstående potential för energibesparingar inom området kan mycket väl dimensionerande förutsättningar för ett nytt energisystem till området komma att ändras med sänkta investeringskostnader som följd. Då Alternativ 2 är mer investeringstungt bör sådana ändringar gynna borrhåslageralternativet mer än fjärrvärmealternativet.

Vad gäller kostnad för fjärrvärme är detta mindre utrett i denna rapport än vad kostnaden för el och borrhåslageralternativet är. Detta eftersom kostnader för fjärrvärme kan vara svåra att få fram utan en regelrätt förhandling med det lokala fjärrvärmebolaget. Priser för fjärrvärme, anslutningsavgifter, kostnader för undercentral m.m. har därför enbart uppskattats utifrån schabloner i denna rapport. Det rekommenderas att kommunen initierar en mer omfattande diskussion med Vattenfall varpå dessa kostnader kan uppdateras med mer kända variabler.

Planerade bostäderna befinner sig i ett så pass tidigt skede att det är relativt oklart hur dessa hur effekt- och energibehov kommer att se ut. Ändringar i bostädernas behov kan komma att påverka kalkylerna i denna rapport relativt mycket.

Solceller planeras att installeras inom området. Dessa har inte behandlats mer i detalj då deras påverkan bedöms vara detsamma oavsett val av systemalternativ.

En fördel med att äga sitt eget närvärmenät är att man alltid har valmöjligheten att försörja det med energi på det sätt man vill. Detta innebär att man även om 50 år kommer ha en bättre förhandlingsposition gentemot det lokala fjärrvärmebolaget än om nätet ägs av dem.

De geologiska förutsättningarna för ett borrhåslager inom området anses vara relativt gynnsamma. Dock finns en större sprickzon i närområdet som kan medföra problem vid borring och kollektorsättning.

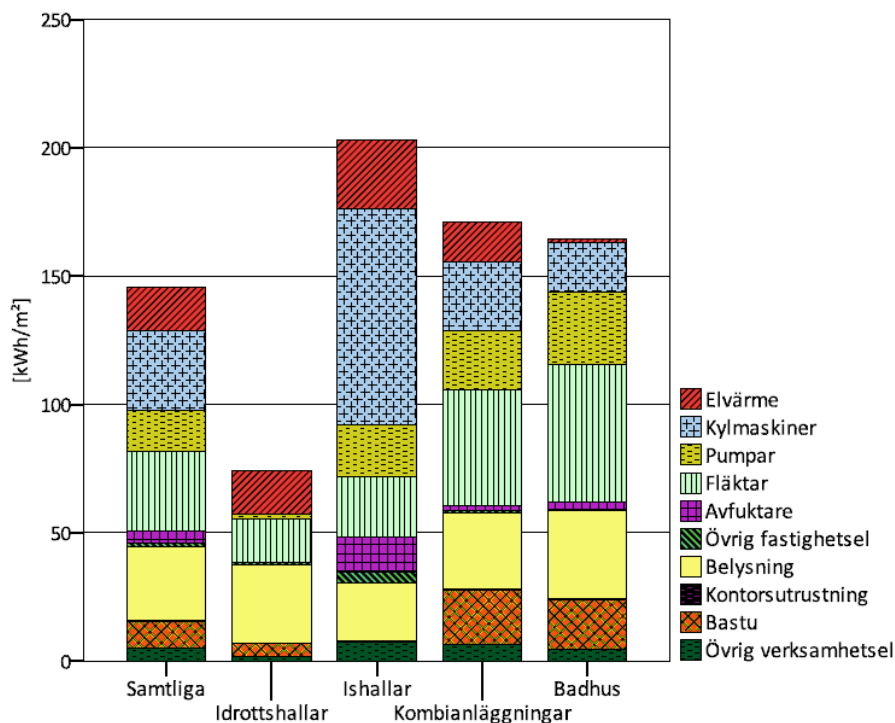
I beräkningarna har vi varit medvetet konservativa vad gäller mängden energi som återladdas till borrhåslagret. Exempelvis kan sannolikt mer värme från solfångarna återföras till lagret sommartid om dessa tillåts arbeta med de lägre temperaturer som lagret medger. Dessutom finns ytterligare ytor för inlagring av solvärme att tillgå, t.ex. skulle man potentiellt kunna utnyttja befintliga slingor i bandyplanen som solfångare sommartid. En större värmeinlagring i borrhåslagret skulle medföra bättre energiprestanda eller lägre investeringskostnad än vad som förutsätts i denna rapport.

Oavsett systemval bedöms att ett omtag behöver göras gällande den befintliga energiförsörjningen för att kunna nå ambitionen om ett grönt centrumområde.

13 REFERENSER

1. WSP, Dagvattenutredning Idrottsparken, Värmdö kommun, 2011-05-17
2. SMHI, <www.smhi.se>
3. WSP, Översiktlig miljöteknisk markundersökning, Värmdö kommun, 2011-09-02
4. WSP, Översiktlig miljöteknisk markundersökning, Värmdö kommun, 2011-09-02
5. SGI, Termiska egenskaper i jord och berg, Jan Sundberg, 1991
6. SGU, Hydrogeologiska kartan med tillhörande beskrivning och bilagor, serie Ah, 1984
7. SGU, Hydrogeologiska kartan med tillhörande beskrivning och bilagor, serie Ah, 1984
8. Länsstyrelsen, <www.lansstyrelsen.se>
9. Länsstyrelsen, <www.lansstyrelsen.se>
10. Riksantikvarieämbetet, Riksintressen, Stockholms län, 1997 <www.raa.se>
11. Stockholm och Uppsala läns luftvårdsförbund. Mätdata temperatur och solinstrålning Stockholm. Hämtad 2013-01-11.
12. Skiss strukturplan Gustavsbergs Centrum. 2011-09-21.
13. Kommunikation med Tommy Wiberg, driftansvarig Ekvallen
14. Energianvändning i idrottsanläggningar – Förbättrad energistatistik för lokaler, STIL2 (2009). Statens energimyndighet.
15. Stoppsladd fas 2 – Energianvändning i svenska ishallar (2011) Energi & kylanalys AB.
16. Kommunikation med Erik Eriksson, driftansvarig Gustavsbergsbadet
17. Gwang Lee, J. och Heaney, J. (2008), Measure 4: Swimming Pool Water Use Analysis by Observed Data and Longterm Continuous Simulation
18. Energy efficiency in swimming pools, Technical note (2012), Pool Water Treatment Advisory Group
19. Värmdö kommun, årsredovisning 2011
20. Kommunikation med Moa Öhman 2012-12-18

BILAGA 2 – ENERGIANVÄNDNING I OLIKA TYPER AV IDROTTSANLÄGGNINGAR [1]



Slutlig energianvändning, specifik per areaenhet [kWh/m ² , år]	Samtliga kategorier	Idrotts-hallar	Ishallar	Kombi-anläggningar	Badhus
Fjärrvärme	117,6	66,0	55,7	176,6	239,0
Olja	4,9	9,1	0,6	5,7	0,0
Naturgas	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Stadsgas	0,5	0,0	2,1	0,0	0,0
Rötgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pellets	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flis	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ved	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fjärrkyla	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Annat	0,2	0,1	0,0	0,5	0,0
El	146,8	75,1	205,2	171,6	164,3
varav elvärme	16,5	16,2	26,0	15,5	0,9
Total slutlig energianvändning	270,0	150,5	263,6	354,4	403,4

1
Energicentral
Ekvallen
VKA&Pump

EI
P = 500 kW_{el}
E = 1150 MWh_e
Typ: VKA & pumpar
 isproduktion, VAV
 Gustavsbergsbadet

Kyla:
T = -10°C
P = 500 kW_{el}
E = 1150 MWh_{el}

vid SPF_{kyla} = 2,5:
P = 1250 kW_{kyla}
E = 2900 MWh_{kyla}

Typ: Process (Isproduktion)

Hus: Bandyplan,
 Utomhusrink med tak,
 Inomhusrink

Vätska: Ammoniak
Försörjning: VKA & pump

VÄV:
T = 28/6°C
P_{VVX} = 500 kW_{värme}
E = 350 MWh_{förfångarvärme}
Typ: Värmepumpar
 Gustavsbergsbadet

2
Energicentral
Ekvallen
Övrigt

EI
P = 375 kW_{el}
E = 1250 MWh_{el}
Typ: Värme, kyla,
 tappvarmvatten,
 belysning, ventilation,
 pumpar, fläktar

Hus: Bandyplan,
 utomhusrink med tak,
 inomhusrink, sporthall,
 tennisbhall, kanslibyggnad,
 A-lagsbyggnad,
 förrådsbodar

Vätska: Luft eller vätska
Försörjning: Direktverkande
 el, luft-luft värmepump,
 elpanna

3
Energicentral
Gustavsbergsbadet

EI
P = 625 kW_{el} (begränsad)
E = 2350 MWh_{el}
Typ: Värme, kyla,
 tappvarmvatten,
 belysning, ventilation,
 pumpar, fläktar

Värme inkl. TVV:

T = 48/57 °C
P = 800 kW
E = 3070 MWh_{värme}
Typ: VV, värme

Kyla:
T = ? °C
P = ? kW
E = ? MWh
Typ: Komfort, VAV

Hus: Badhus (gym, spinning
 och gruppträning)

Vätska: Ammoniak (VP)
Försörjning: VKA, EP

4
Energicentral
Bostäder

Värme inkl. TVV:
T =
P = 700 kW_{värme}
E = 1500 MWh_{värme}
Typ: VV, värme

Hus: Bostäder, lokaler

Vätska:
Försörjning: VKA, EP,
 Solfångare

6°C Uppmätta/dimensionerade värden (svart)
 13°C Bedömda värden (röd, kursiv)
 495 kW Uppskattade värden (röd)

SWECO Entekniet AB
 Grönvedsgatan 22, Box 34044, 100 26 Stockholm
 Telefon 08-695 60 00, Telefax 08-655 60 10
 Orgnr. 565946-0327, säte Stockholm
 www.sweco.se



UPPGÅNG NR 1133239000
 RITNINGSTRÄV NIAD
 HANDLÖGARE NIAD

DATA
 ANSÖKAN
 2013-10-01
 MIHG

Framtidens Gustavsberg

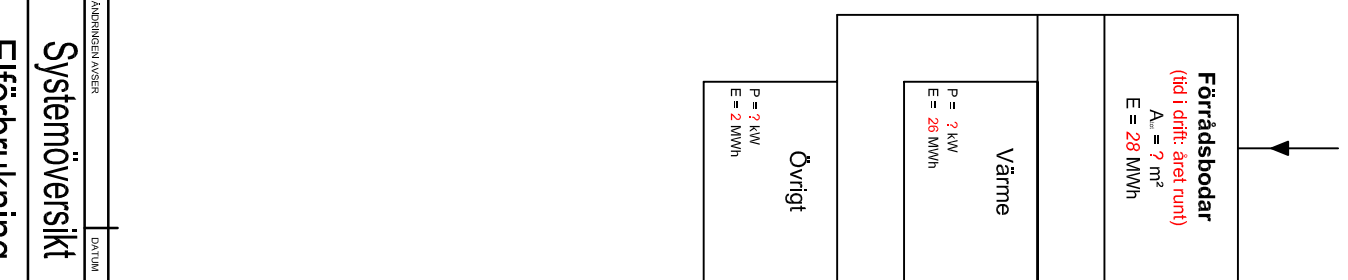
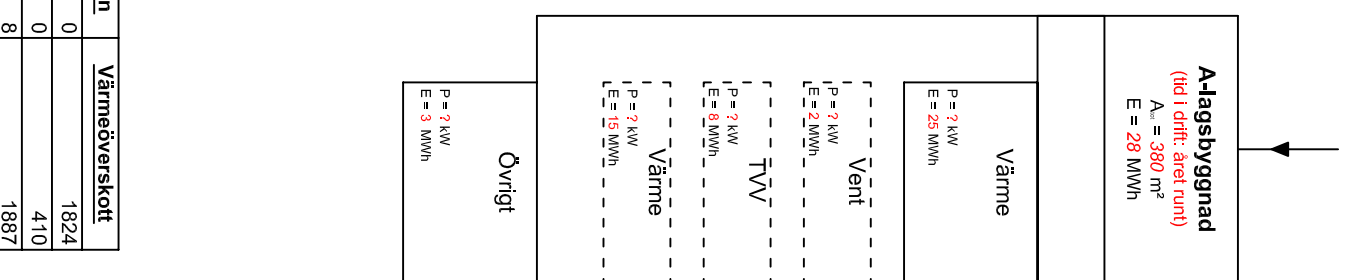
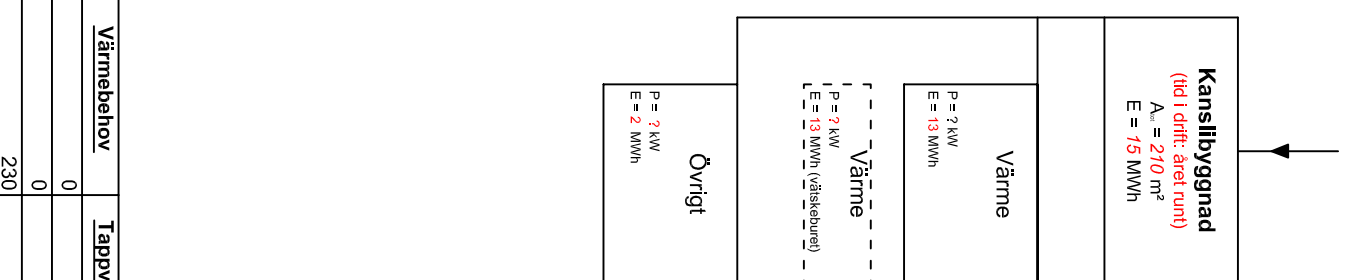
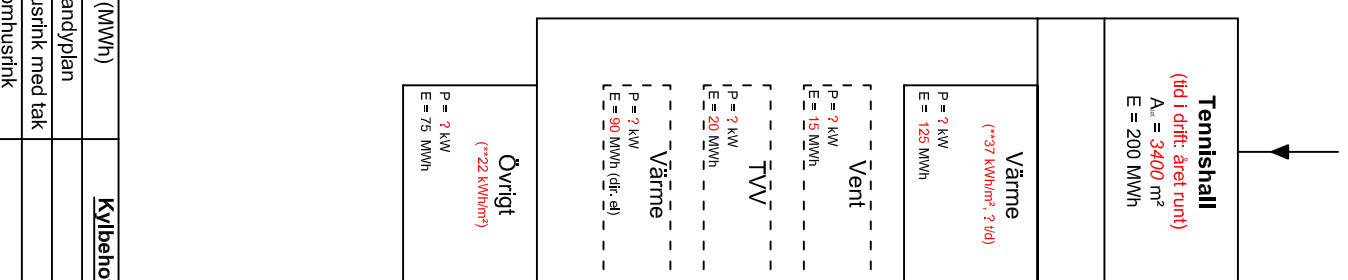
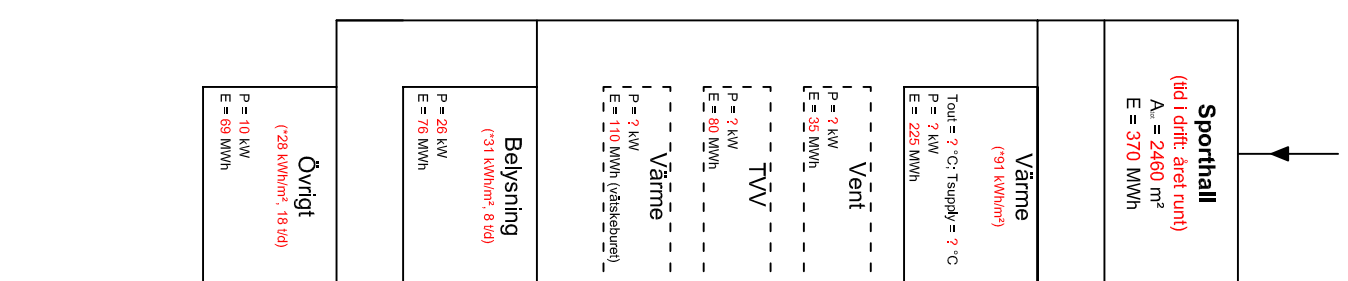
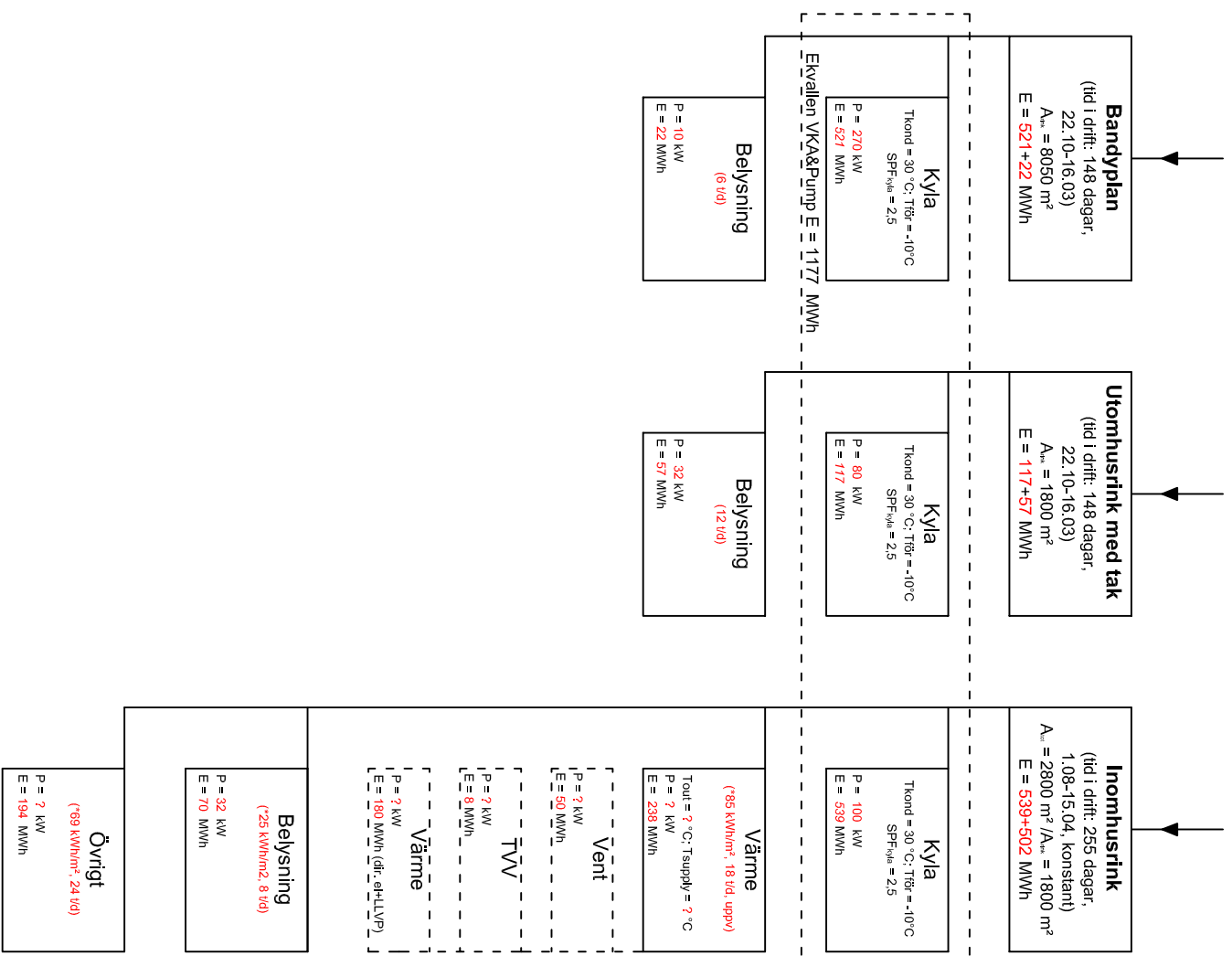
Bilaga 3

Värme- och kylsystem, årlig förbrukning

Systemöversikt

Översikt
 Värme- och kylsystem

BET	ANT	ANDRINGSÄNSER	DATUM	SIGN
Systemöversikt				
Översikt Värme- och kylsystem				
UPPGÅNG NR	1133239000	RITNINGSTRÄV	NIAD	HANDLÖGARE
DATA	ANSÖKAN	2013-10-01	MIHG	
Framtidens Gustavsberg				
Bilaga 3				
Värme- och kylsystem, årlig förbrukning				
SKALA		NUMMER		BET



(MWh)	Kylbehov	Värmebehov	Tappvarmvatten	Värmeöverskott
Bandyplan	1303	0	0	1824
Utomhusrink med tak	293	0	0	410
Inomhusrink	1348	230	8	1887
Sportshall	0	145	80	0
Tennishall	0	105	20	0
Kanslibyggnad	0	13	0	0
A-lagsbyggnad	0	17	8	0
Förrådsbodar	0	26	0	0
Summa	2944	536	116	4120

BET	ANT	ADRINGSNÄMNER	DATUM	SIGN
Systemöversikt				
Elförbrukning				
Ekvallen (värme/kyla)				
SWECC Entekemnet AB Gårdsbyggnaden 22, Box 3404, 100 26 Stockholm Telefon 08-695 60 00, Telefax 08-655 60 10 Org.nr. 565946-0327, sstille Stockholm www.swecc.se				
UPPGÄVA NR	1133239000	RITNINGSTRAV	MIAD	HANDLÖGARE
DATUM	2013-10-01	ANSVARIG	MIHG	



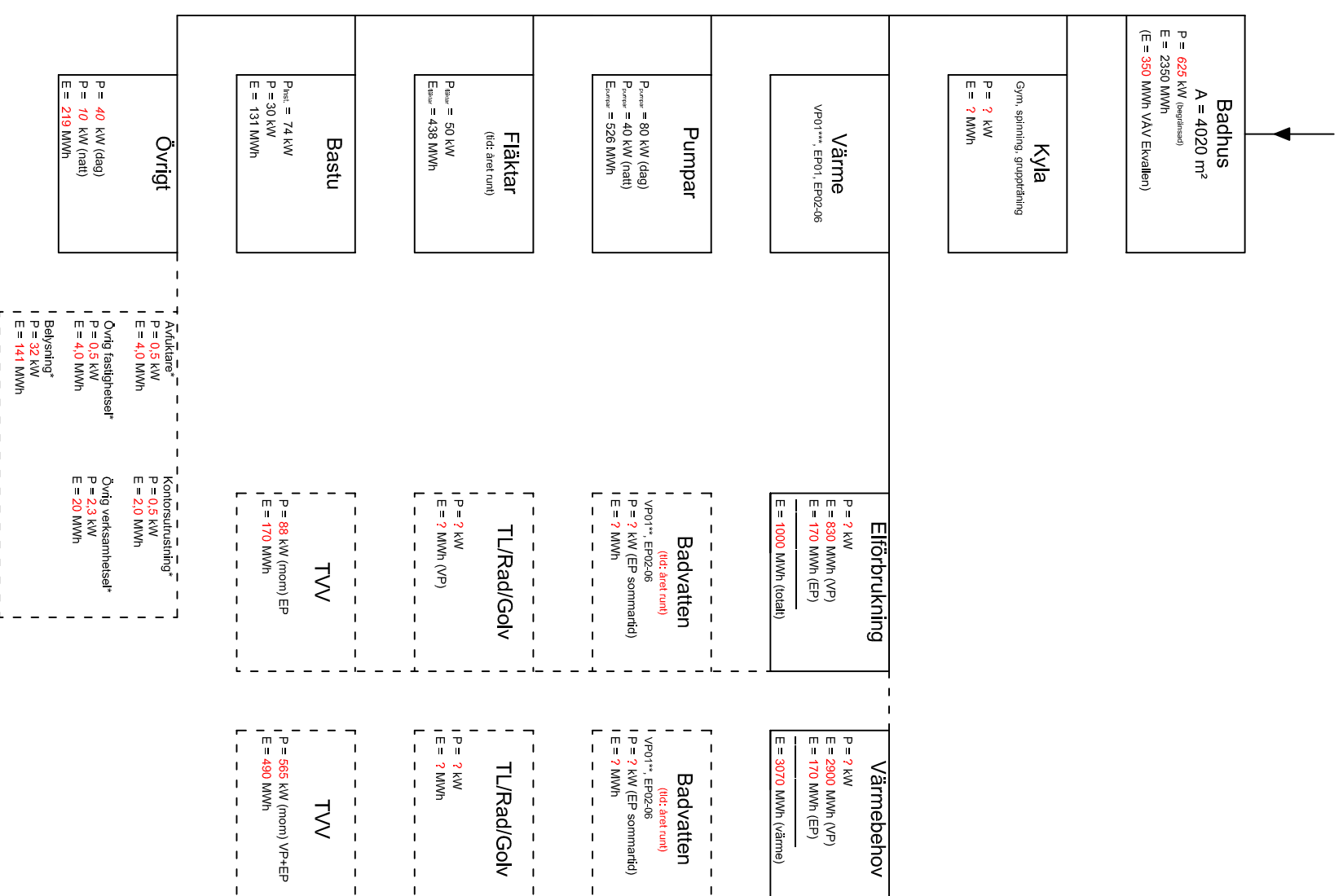
6°C Uppmätal/dimensionerade värden (svart)

13°C Bedömda värden (röd, kursiv)

495 kW Uppskatade värden (röd)

*Baserad på data från utvärdering av energiförbrukning i idrotshallar
 **Baserad på modifierad data från utvärdering av energiförbrukning i idrotshallar

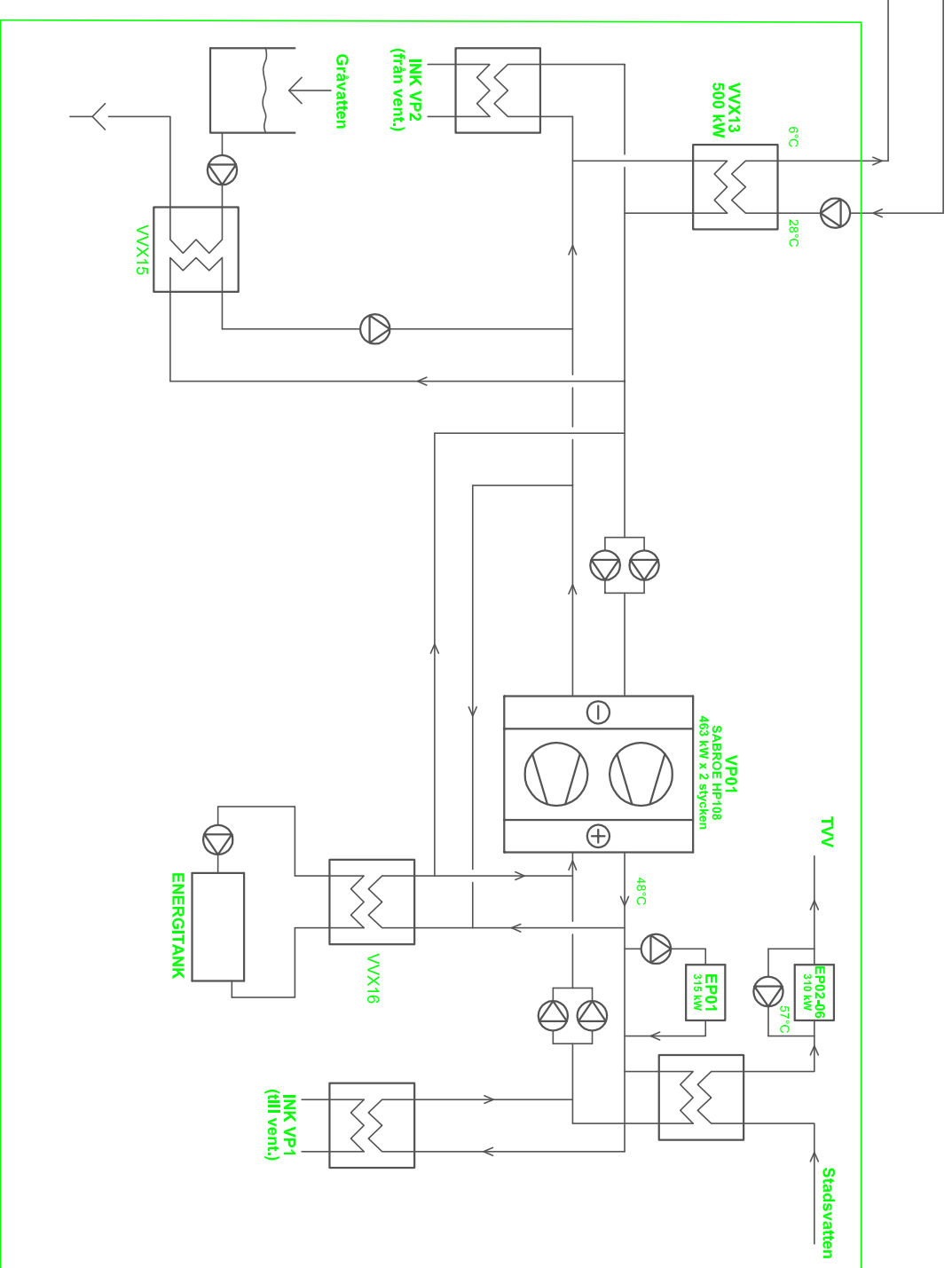
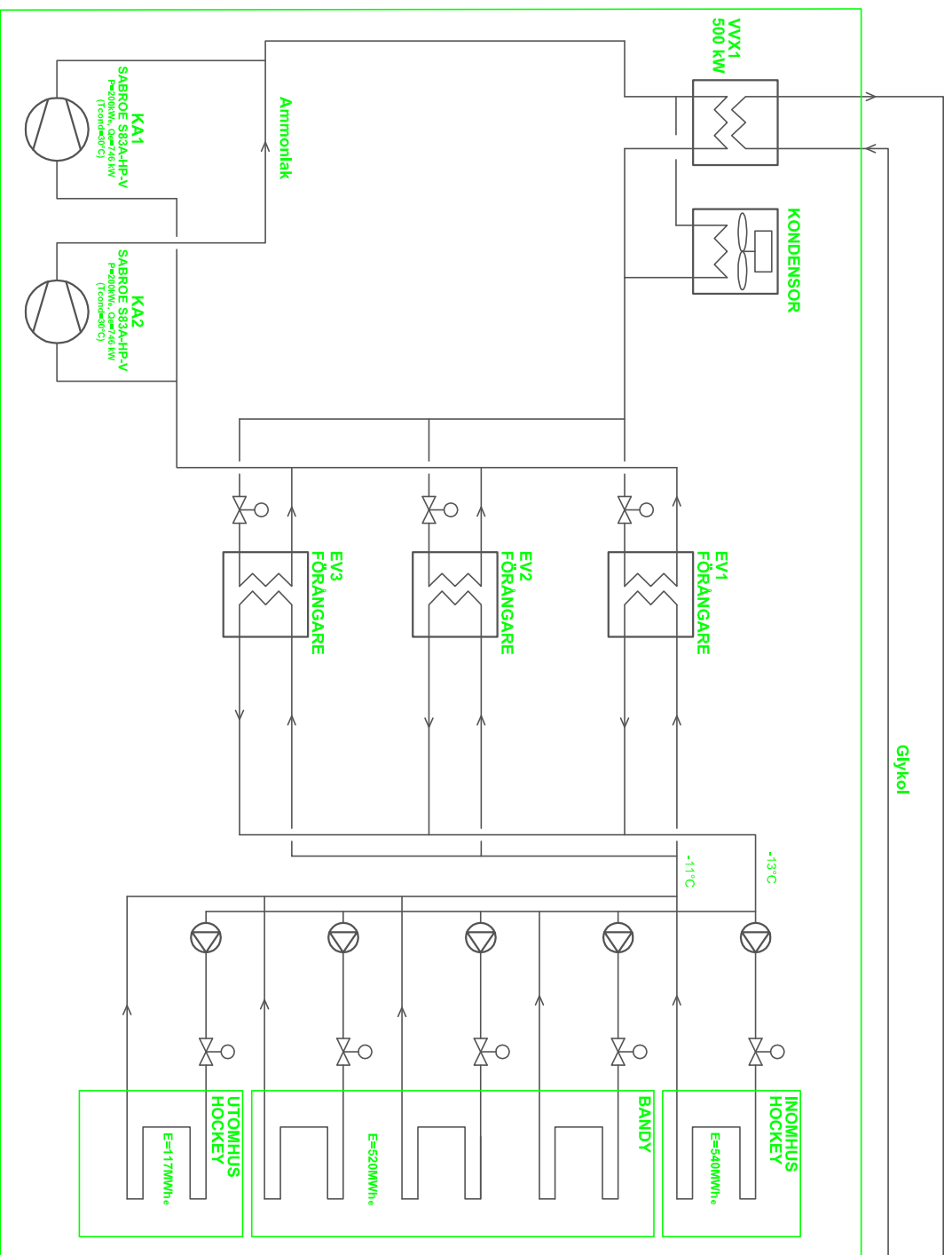
Systemöversikt		Elförbrukning		Ekvallen (värme/kyla)	
Framtidens Gustavsberg					
Bilaga 4					
Värme- och kylsystem, årlig förbrukning					
SKALA		NUMMER		BET	



6°C Uppmätta/dimensionerade värden (svart)
 13°C Bedömda värden (röd, kursiv)
 495 kW Uppskattade värden (röd)

*Baserad på data från utvärdering av energiförbrukning i simhallar
 ***Värmevärmekälla: Ventilation, grävatten, Ekvallen (v.38 till v.11)

BET	ANT	ADRINGSANVÄS	DATUM	SIGN
Systemöversikt				
Elförbrukning				
Gustavsbergsbadet (värme/kyla)				
SWECO Entekemnet AB Gårdsbyggnaden 22, Box 3404, 100 26 Stockholm Telefon 08-695 60 00, Telefax 08-655 60 10 Org.nr. 565946-0327, säte Stockholm www.sweco.se				
UPPGÅNG NR	1133239000	RITNINGSTRAV	MIAD	HANDLAGARE
DATA	2012-03-01	ANSVARIG	MIHG	
Framtidens Gustavsberg				
Bilaga 5				
Värme- och kylsystem, årlig förbrukning				
SKALA		NUMMER		BET



Systemöversikt

Flödesschema

BET	ANT	ÄNDRINGENAVSER	DATUM	SIGN
Systemöversikt				
Flödesschema				
UPPGIFTS NR	1133239000	RITNINGKONSTRÄV	ISVY	HANDLAGARE
DOKUM	2013-03-01	ANSVARIG	MHHG	
Framtidens Gustavsberg				
Bilaga 6				
Energisystem				
SKALA		NUMMER		BET




SWECO Entekemeri AB
Gårdsövägen 22, Box 3404, 100 26 Stockholm
Telefon 08-695 80 00, Telefax 08-655 80 10
Org.nr. 56594-0327, säte Stockholm
www.sweco.se

BILAGA 7A - PRESTANDADATA FÖR KYLMASKINER EKVÄLLEN

Sabroe MatchMaster Program COMP1

Sida 1 av 1



Sabroe

Refrigerant Plant Computation

Version 21.06A

File : First_Project
Ref : EJ
Page: 1

Date : 2013/02/05
Time : 13:52:21

User : JOHNSON CONTROLS - NORRKÖPING

Prog : COMP1/204616
Print : MIE ver. 8.0.6001.18702

```

Single Stage compressor type SAB 83
refrigerant R 717
internal volume ratio variable
number of compressors 1.00
compressor load % 100.0
drive shaft speed RPM 2960.0
evaporating temperature deg.C -14.0
suction line loss K 0.0
discharge line loss K 0.0
total suction superheat K 0.0
suction line superheat K 0.0
condenser liquid subcool. K 1.0
oil cooling system water cooling
economiser type none
    
```

T-cond. (d.C)	evap. Qe (kW)	cond. N (kW)	cond. Qc (kW)	COP	comm.
20.0	801.6	154.2	913.1	5.20	V1-2.6
22.0	790.9	162.7	903.0	4.86	V1-2.6
24.0	780.0	171.5	892.6	4.55	V1-2.6
26.0	769.0	180.8	881.9	4.25	V1-2.6
28.0	757.8	190.5	870.9	3.98	V1-2.6
30.0	746.4	200.7	859.7	3.72	V1-2.6
32.0	735.0	211.3	848.3	3.48	V1-2.6
34.0	723.5	222.3	836.7	3.25	V1-2.6
36.0	711.8	233.9	824.8	3.04	V1-2.6
38.0	699.9	246.0	812.7	2.84	V1-2.6
40.0	687.9	258.6	800.3	2.66	V1-2.6

Some performance data issued for the products are based on outphased equipment information.
Therefore result accuracy cannot be guaranteed.
Data subject to change without notice.

file://P:\ITCPRNT5.HTM


2013-02-05

Källa: Johnson Controls

BILAGA 7B - PRESTANDADATA FÖR KYLMASKINER EKVÄLLEN

Sabroe MatchMaster Program COMP1

Sida 1 av 1



Sabroe

Refrigerant Plant Computation

Version 21.06A

File : First_Project Ref : EJ Page : 1
 Date : 2013/02/05 Time : 13.38.45
 User : JOHNSON CONTROLS - NORRKÖPING
 Prog : COMP1/204616 Punit : MIE ver. 8.0.6001.18702

Single Stage compressor type SAB 83
 refrigerant R 717
 internal volume ratio variable
 number of compressors 1.00
 drive shaft speed RPM 2960.0
 evaporating temperature deg.C -14.0
 condensing temperature deg.C 34.0
 suction line loss K 0.0
 discharge line loss K 0.0
 total suction superheat K 0.0
 suction line superheat K 0.0
 condenser liquid subcool. K 1.0
 oil cooling system water cooling
 economiser type none

Part load (%)	evap. Qe (kW)	N (kW)	cond. Qc (kW)	COP	comm.
100.0	733.3	224.5	848.2	3.27	V1-4.8
90.0	660.8	198.0	759.9	3.34	V1-4.8
80.0	588.1	176.8	673.5	3.33	V1-4.8
70.0	515.1	158.3	588.0	3.25	V1-4.8
60.0	441.9	142.7	503.3	3.10	V1-4.8
50.0	368.5	129.8	419.2	2.84	V1-4.8
40.0	295.0	119.7	335.6	2.46	V1-4.8
30.0	221.4	112.4	252.1	1.97	V1-4.8
20.0	147.6	108.1	168.7	1.37	V1-4.8

Some performance data issued for the products are based on outphased equipment information.
 Therefore result accuracy cannot be guaranteed.
 Data subject to change without notice.

file://P:\ITCPRNT3.HTM


2013-02-05

Källa: Johnson Controls

BILAGA 8 – SPECIFIKATION AV VÄRMEPUMPAR, GUSTAVSBERGSBADET

Sabroe MatchMaster Program COMP1

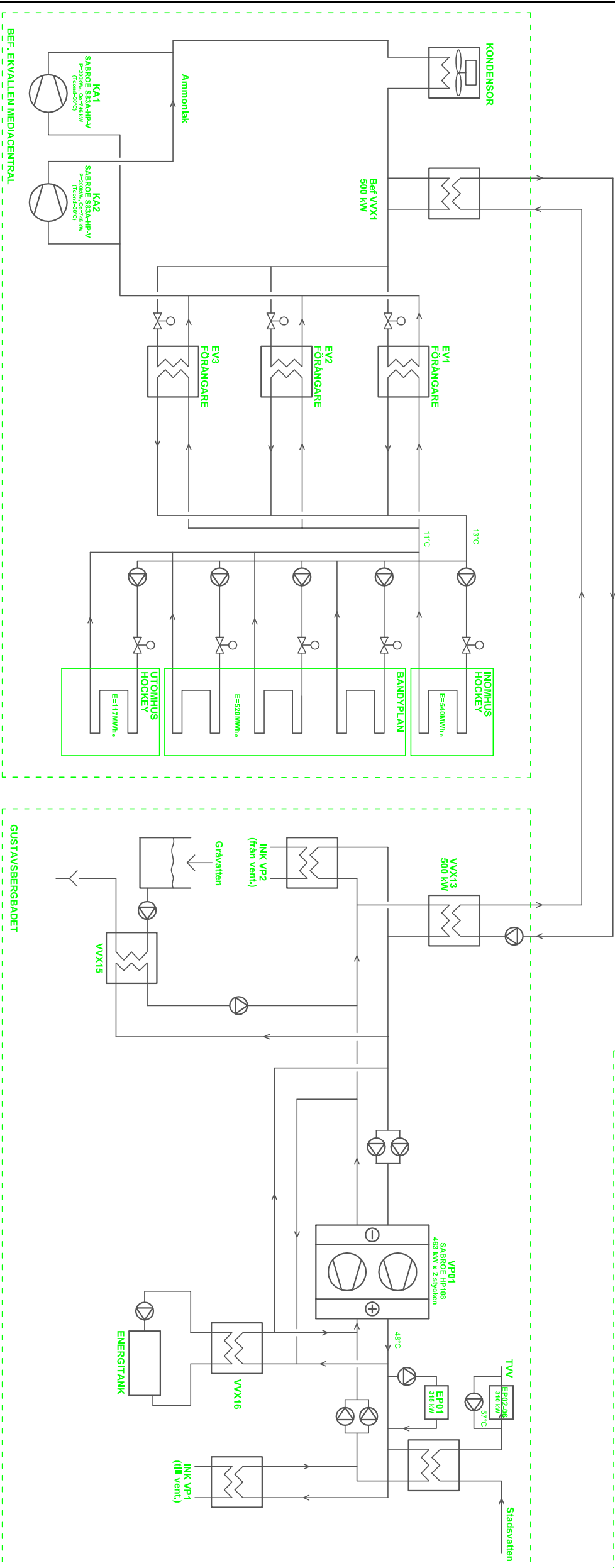
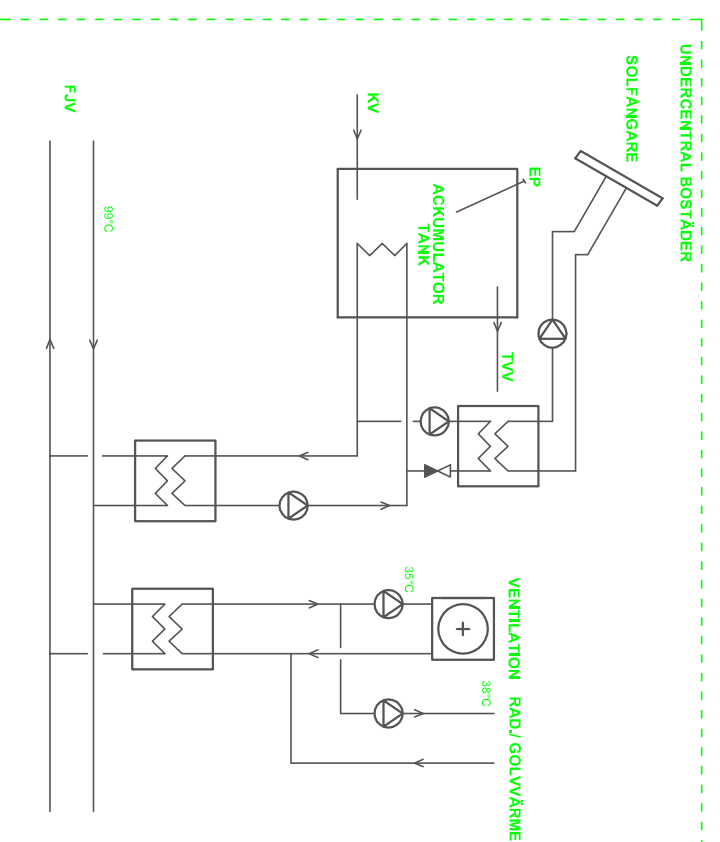
Sida 1 av 2

		Sabroe Refrigeration Plant Computation	
Version 21.06A			
File : First_Project	Ref : EJ	Page : 1	
Date : 2013/02/14	Time : 09.01.07		
User : JOHNSON CONTROLS - NORRKOPING			
Prog : COMP1/204616	Print : MIE ver. 8.0.6001.18702		
SINGLE STAGE COMPRESSOR			
compressor type	HPC 108 S	refrigerant	R 717
number of compressors	1.00	evaporating temperature	3.0 deg.C
compressor load	100.0 %	condensing temperature	52.0 deg.C
drive shaft speed	1460.0 RPM (imp.)	total suction superheat	0.0 K
no. of working cylinders:	8	suction line superheat	0.0 K
suction line loss	0.5 K	total liquid subcooling	1.0 K
discharge line loss	0.5 K	condenser liquid subcooling	1.0 K
total cooling capacity	372.5 kW	total shaft power req.	102.4 kW
total heating capacity	463. kW	cooling cap./shaft power ratio	3.64
equipment for head cooling	water		
equipment for oil cooling	included		
oil separator: OVUR 5008HP			
operating conditions:			
suction pressure	4.71 bar_a	discharge pressure	21.68 bar_a
suction temperature	2.50 deg.C	discharge temperature	124.01 deg.C
suction specific volume	0.2648 m3/kg	disch. temp. at min. load	147.49 deg.C
enthalpy difference (ref.)	1023.83 kJ/kg	discharge specific volume	0.0825 m3/kg
suction side mass flow	0.3638 kg/s	condenser subcooled liquid density	561.1 kg/m3
swept volume	440.3 m3/h	evaporator saturated liquid density	634.5 kg/m3
cover cooling water flow	0.6 m3/h	pressure ratio (p2/p1)	4.60
cover cooling pressure loss	1.36 m.b.g.		
errors and warnings:			
NB: no motor defined - no power consumption check !			
NB: All data valid for fixed speed drive only !			
NB: design limits check OK			
The tolerance of all performance data issued for theproducts is according to EN-12900.			
Measurement tolerances according to ISO-917.			
Data subject to change without notice.			

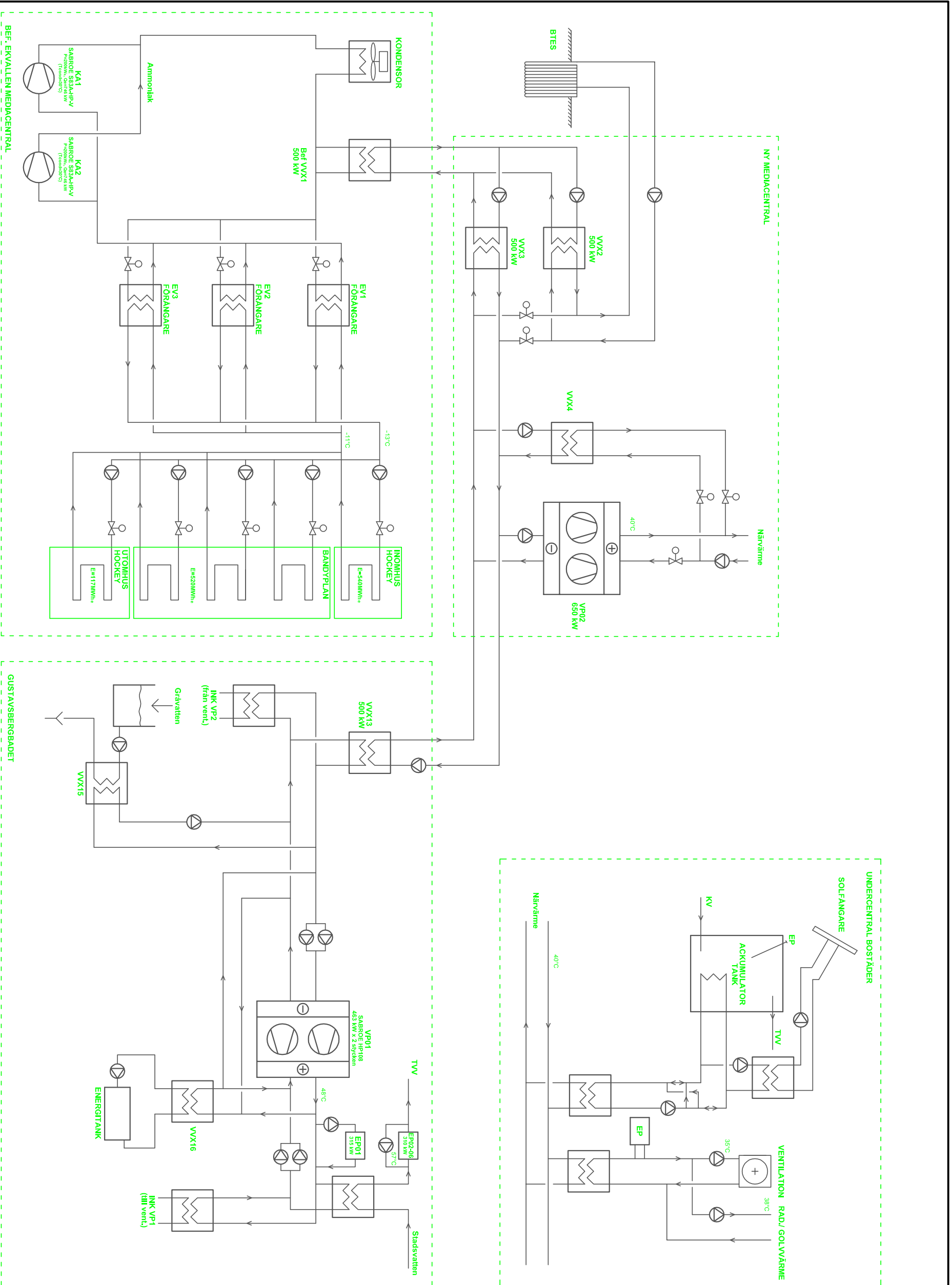
file://P:\ITCPRNT8.HTM

2013-02-14

Källa: Johnson Controls



BET	AVT	ANSÖKNINGSÄNSER	DATA/TID	SIEN
FRAMTIDENS GUSTAVSBERG				
TILL PRINCIPSCHEMA				
FÖRSLAG				
SWECO				
SWECO Enkeltman AB Gårdsvägsgatan 22, Box 34044, 100 26 Stockholm Telefon 08-699 60 00, Telefax 08-655 60 10 Org.nr. 556346-0327, sälia Stockholm www.sweco.se				
UPPDRAGS NR	1133239000	RIKTSKONSTR. AV	I. Svyrdonova	MAJÅLÄGGARE
DATUM	2013-08-14	ANSVARS	M. Hägg	
Alt. 1				
Bilaga 9				
Energisystem				
SKALA		NUMMER		BET



BEF: EKVÄLLEN MEDIACENTRAL

GUSTAVSBERGBADET

UNDERCENTRAL BOSTÄDER

BET	AVT	ANSÖKNINGSÄNDER	DATUM	SÄN

FRAMTIDENS GUSTAVSBERG
TILL PRINCIPSCHEMA

FÖRSLAG
TILL PRINCIPSCHEMA

SWECO Enkeltornen AB
Gårdsvägsgatan 22, Box 3404, 100 26 Stockholm
Telefon 08-699 60 00, Telefax 08-655 60 10
Organ. 556346-0327, sälia Stockholm
www.sweco.se

UPPGÄV NR	1133239000	RITNINGENS TR. AV	I. Svyrdonova	MAJÅLÄGGARE	I. Svyrdonova
DATUM	2013-07-05	ANSVARS	M. Hägg		

Alt: 2
Bilaga 10
Energisystem

SKALA	NUMMER	BET
-------	--------	-----

Alternativ						
Benämning			Alternativ 1		Alternativ 2	
Datum: 2013-08-15						
Uppdragsnr: 1133239000			Indata	Nuvärde	Indata	Nuvärde
Investering 1	Teknikbyggnad					
	Kostnad SEK	600 000	575 005	2 000 000	1 916 684	
	Avskrivningstid År	50		50		
Investering 2	Värmepump					
	Kostnad SEK	0	0	800 000	935 567	
	Avskrivningstid År	30		30		
Investering 3	Övrig VVX och röentreprenad					
	Kostnad SEK	300 000	300 000	1 100 000	1 100 000	
	Avskrivningstid År	40		40		
Investering 4	Övriga ent. (Elp, EI-, S/O m.m.)					
	Kostnad SEK	200 000	291 277	1 200 000	1 747 664	
	Avskrivningstid År	20		20		
Investering 5	Närvarmenät					
	Kostnad SEK	300 000	268 757	600 000	537 513	
	Avskrivningstid År	80		80		
Investering 6	Borrhålslager och markslang					
	Kostnad SEK	0	0	3 650 000	3 269 872	
	Avskrivningstid År	80		80		
Investering 7	Anslutningsavgift, fjv					
	Kostnad SEK	950 000	831 275	0	0	
	Avskrivningstid År	100		100		
Enstaka underhåll, åtgärden görs vid ett visst år						
Åtgärd 1	Byte kompressor					
	Kostnad SEK	0	0	240 000	133 263	
	Utfört vid År	15		15		
Drift exklusive energi, årlig kostnad						
Drift 1	Driftkostnader					
	Kostnad SEK	16 000	316 684	147 000	2 909 538	
Energi						
Elenergi	Årsbehov kWh	986 000		1 391 000		
0,86	Årskostnad SEK	847 960	19 442 941	1 196 260	27 429 139	
Fjärrvärme	Årsbehov kWh	1 741 000		0		
0,71	Årskostnad SEK	1 243 074	28 733 372	0	0	
El fast pris per kW	Årsbehov kW	670		990		
364,00	Årskostnad SEK	243 880	5 757 598	360 360	8 507 496	

Livscykelkostnad (LCC) på 40 år.

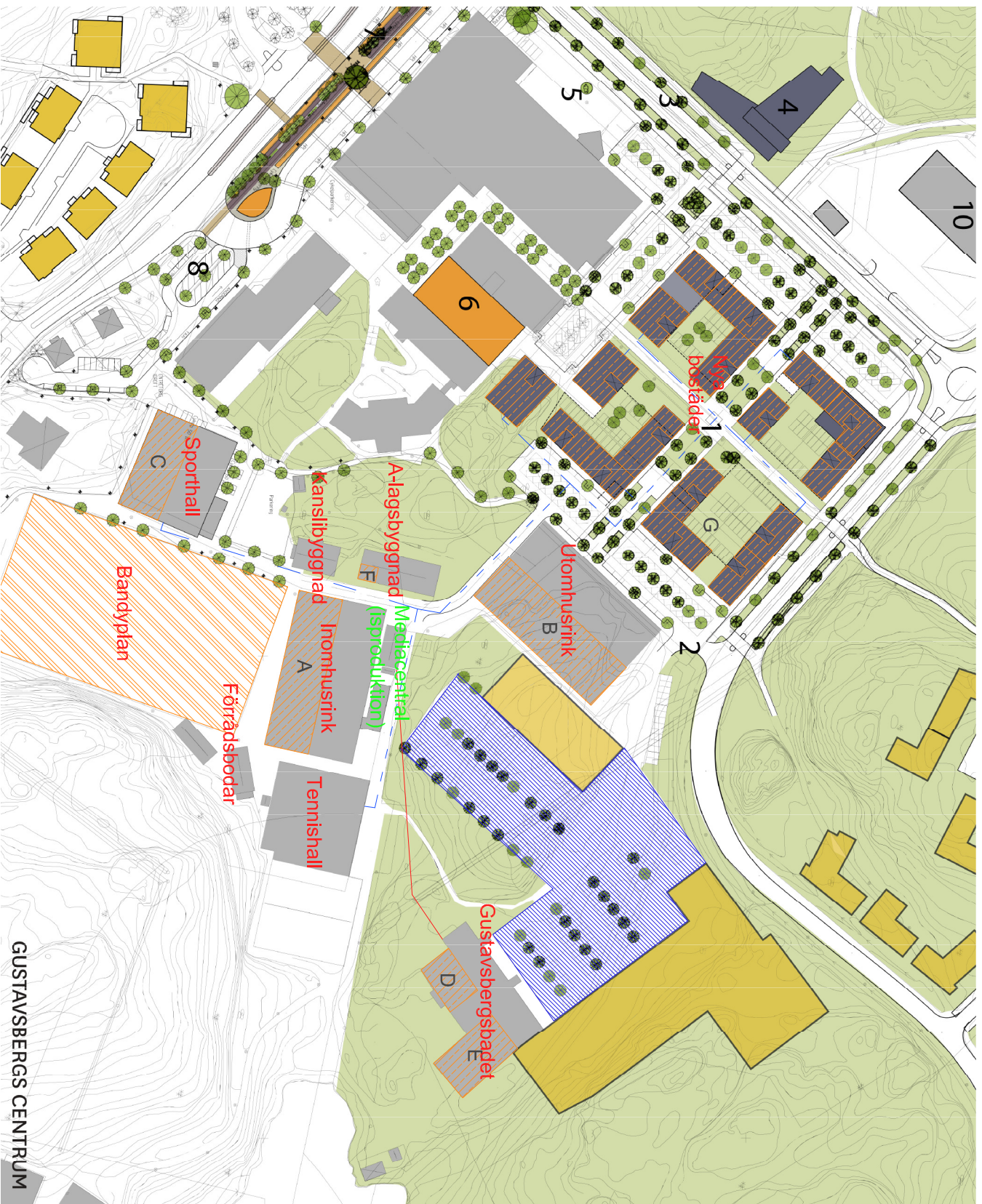
Summa nuvärde	SEK	56 516 910	48 486 738
LCC-resultat	%		-14%

Återbetalningstid och avkastning

Total driftkostnad	kr/år	16 000	147 000
Total energikostnad	kr/år	2 334 914	1 556 620
Besparing / år jämfört med alt. 0	kr	-	647 294

Översikter

Fördelning nuvärden	Andel	SEK	Andel	SEK
Investering	4%	2 266 315	20%	9 507 302
Enstaka underhåll	0%	0	0%	133 263
Drift	1%	316 684	6%	2 909 538
Energi	95%	53 933 911	74%	35 936 635



FÖRKLARING

- Möjlig Y1a BTES
- Möjlig Y1a återledning BTES
- Möjlig Y1a sol/fångare/solceller
- Ledningsstulvert

REF	ANFÖRNING	ANMÄRKNINGAR	SKALA	BYGG
	FÖRSTUDIIE			
SWECO				

REF	ANFÖRNING	ANMÄRKNINGAR	SKALA	BYGG
1	SAKES PLANERING	14.09.2018		
2	SAKES PLANERING	14.09.2018		
3	SAKES PLANERING	14.09.2018		
4	SAKES PLANERING	14.09.2018		
5	SAKES PLANERING	14.09.2018		
6	SAKES PLANERING	14.09.2018		
7	SAKES PLANERING	14.09.2018		
8	SAKES PLANERING	14.09.2018		
9	SAKES PLANERING	14.09.2018		
10	SAKES PLANERING	14.09.2018		
11	SAKES PLANERING	14.09.2018		
12	SAKES PLANERING	14.09.2018		
13	SAKES PLANERING	14.09.2018		
14	SAKES PLANERING	14.09.2018		
15	SAKES PLANERING	14.09.2018		
16	SAKES PLANERING	14.09.2018		
17	SAKES PLANERING	14.09.2018		
18	SAKES PLANERING	14.09.2018		
19	SAKES PLANERING	14.09.2018		
20	SAKES PLANERING	14.09.2018		
21	SAKES PLANERING	14.09.2018		
22	SAKES PLANERING	14.09.2018		
23	SAKES PLANERING	14.09.2018		
24	SAKES PLANERING	14.09.2018		
25	SAKES PLANERING	14.09.2018		
26	SAKES PLANERING	14.09.2018		
27	SAKES PLANERING	14.09.2018		
28	SAKES PLANERING	14.09.2018		
29	SAKES PLANERING	14.09.2018		
30	SAKES PLANERING	14.09.2018		
31	SAKES PLANERING	14.09.2018		
32	SAKES PLANERING	14.09.2018		
33	SAKES PLANERING	14.09.2018		
34	SAKES PLANERING	14.09.2018		
35	SAKES PLANERING	14.09.2018		
36	SAKES PLANERING	14.09.2018		
37	SAKES PLANERING	14.09.2018		
38	SAKES PLANERING	14.09.2018		
39	SAKES PLANERING	14.09.2018		
40	SAKES PLANERING	14.09.2018		
41	SAKES PLANERING	14.09.2018		
42	SAKES PLANERING	14.09.2018		
43	SAKES PLANERING	14.09.2018		
44	SAKES PLANERING	14.09.2018		
45	SAKES PLANERING	14.09.2018		
46	SAKES PLANERING	14.09.2018		
47	SAKES PLANERING	14.09.2018		
48	SAKES PLANERING	14.09.2018		
49	SAKES PLANERING	14.09.2018		
50	SAKES PLANERING	14.09.2018		
51	SAKES PLANERING	14.09.2018		
52	SAKES PLANERING	14.09.2018		
53	SAKES PLANERING	14.09.2018		
54	SAKES PLANERING	14.09.2018		
55	SAKES PLANERING	14.09.2018		
56	SAKES PLANERING	14.09.2018		
57	SAKES PLANERING	14.09.2018		
58	SAKES PLANERING	14.09.2018		
59	SAKES PLANERING	14.09.2018		
60	SAKES PLANERING	14.09.2018		
61	SAKES PLANERING	14.09.2018		
62	SAKES PLANERING	14.09.2018		
63	SAKES PLANERING	14.09.2018		
64	SAKES PLANERING	14.09.2018		
65	SAKES PLANERING	14.09.2018		
66	SAKES PLANERING	14.09.2018		
67	SAKES PLANERING	14.09.2018		
68	SAKES PLANERING	14.09.2018		
69	SAKES PLANERING	14.09.2018		
70	SAKES PLANERING	14.09.2018		
71	SAKES PLANERING	14.09.2018		
72	SAKES PLANERING	14.09.2018		
73	SAKES PLANERING	14.09.2018		
74	SAKES PLANERING	14.09.2018		
75	SAKES PLANERING	14.09.2018		
76	SAKES PLANERING	14.09.2018		
77	SAKES PLANERING	14.09.2018		
78	SAKES PLANERING	14.09.2018		
79	SAKES PLANERING	14.09.2018		
80	SAKES PLANERING	14.09.2018		
81	SAKES PLANERING	14.09.2018		
82	SAKES PLANERING	14.09.2018		
83	SAKES PLANERING	14.09.2018		
84	SAKES PLANERING	14.09.2018		
85	SAKES PLANERING	14.09.2018		
86	SAKES PLANERING	14.09.2018		
87	SAKES PLANERING	14.09.2018		
88	SAKES PLANERING	14.09.2018		
89	SAKES PLANERING	14.09.2018		
90	SAKES PLANERING	14.09.2018		
91	SAKES PLANERING	14.09.2018		
92	SAKES PLANERING	14.09.2018		
93	SAKES PLANERING	14.09.2018		
94	SAKES PLANERING	14.09.2018		
95	SAKES PLANERING	14.09.2018		
96	SAKES PLANERING	14.09.2018		
97	SAKES PLANERING	14.09.2018		
98	SAKES PLANERING	14.09.2018		
99	SAKES PLANERING	14.09.2018		
100	SAKES PLANERING	14.09.2018		