

Nuläget på elmarknaden

Januari 2022

Publicerad 2023-02-07

Nuläget på elmarknaden

Varje månad sammanfattar Energimyndigheten läget på elmarknaden och beskriver de fundamentala faktorer som bestämmer utvecklingen av elpriset.

www.energimyndigheten.se

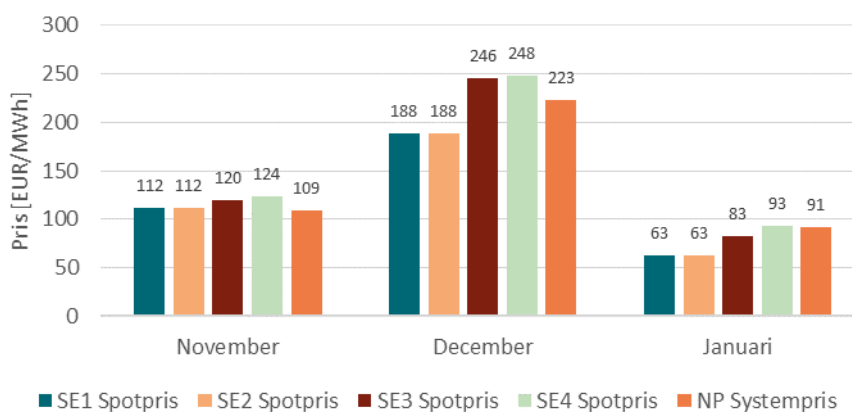
Innehåll

Sammanfattning	5
1 Elpriser	9
1.1 Spotpriser	9
1.2 Prispåverkande faktorer	13
1.3 Terminspriser	30
2 Slutkundspriser	31

Sammanfattning

Det genomsnittliga priset för SE3 var 83 EUR/MWh under januari, en minskning med 163 EUR/MWh jämfört med december och i elområde 4 minskade priset med närmare 155 EUR/MWh till 93 EUR/MWh. I norra Sverige blev priset för januari 63 EUR/MWh vilket är det näst högsta månadspriset för januari som noterats trots att det är en minskning med 125 EUR/MWh sedan december. Prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige var lägre under januari med till exempel 30 EUR/MWh skillnad mellan SE1 och SE4. Systempriset för januari var 91 EUR/MWh vilket är 132 EUR/MWh lägre än under december. Sammantaget förklaras det lägre månadspriset på el under januari i jämfört med prisnivån under december med milda temperaturer, förbättrad hydrologisk balans och god produktion med vindkraft. Detta tillsammans med sjunkande priser på framförallt naturgas men även på kol har pressat elpriserna nedåt.

Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i november 2022-januari 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

- **Betydligt lägre pris på naturgas och kol och något lägre pris på utsläppsrätter:** Månadsmedelpriset för januari på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden är 64 EUR/MWh (-51 EUR/MWh från december). För kol blev priset 166 USD/ton (-56 EUR/ton) och för utsläppsrätter 83 EUR/ton (-4 EUR/ton). Särskilt höga priser på naturgas och utsläppsrättspriser utgör en viktig drivkraft till högre elpriser i både Tyskland och Norden. Dessa påverkar den kortsiktiga marginalkostnaden (rörliga kostnaden) i fossilbaserade kraftverk. Till följd av att naturgaspriset var betydligt lägre under januari har också kostnaden att producera el i gaseldade kraftverk minskat liksom kostnaden att producera el i kolkraftverk då både priset på kol och utsläppsrätter sjönk. Hur elpriset påverkas

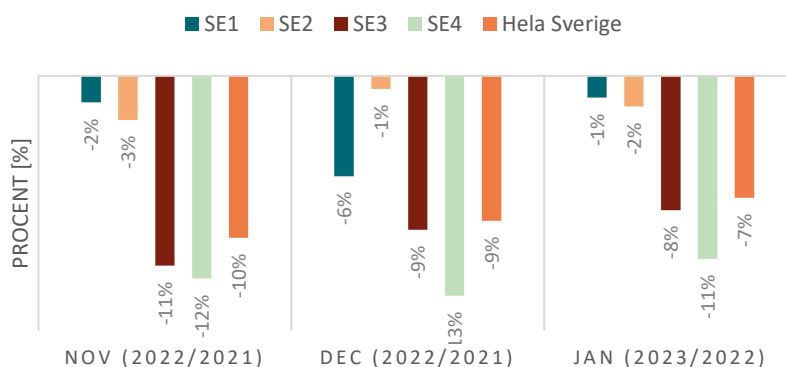
beror också på hur många timmar respektive kraftverkstyp är marginalprissättande. I och med att uppvärmningsperioden pågår så är också elbehovet högre. Då blir i regel också naturgas prissättande fler timmar än under sommaren.

- **Hydrologi:** Den hydrologiska balansen i Norden förbättrades under januari och uppgick till -8 TWh i slutet av januari, 4 TWh högre än i slutet på december. Magasinfyllnaden i både Sverige och Norge är 5 procentenheter lägre än det normala för årstiden.
- **Elproduktion:** På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 40,4 TWh under januari vilket var 0,3 TWh högre än föregående månad. Vindkraften ökade med 2,2 TWh. För svensk del uppgick elproduktionen till 15,6 TWh vilket var 0,6 TWh högre än föregående månad.
- **Elefterfrågan:** Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) minskade i januari jämfört med föregående månad och uppgick till 37,5 TWh. Elanvändningen minskade i SE2, SE3, och SE4 i januari jämfört med december medan den ökade något i SE1. Högre temperatur i januari minskade behovet av el till uppvärmning jämfört med december.
- **Ekonomi:** Konjunkturinstitutet bedömer i sin senaste prognos (december 2022) att svensk ekonomi går in i en lågkonjunktur n2023 med negativ tillväxt.

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät så minskade den *faktiska* elanvändningen i december 2022 med 9 procent jämfört med december 2021 i Sverige som helhet. Den *temperaturkorrigerad*¹ minskningen var 8 procent enligt Svenska kraftnäts beräkningar. Med andra ord var det ingen större skillnad på utomhustemperaturen mellan åren. Minskningen av den *faktiska* elanvändningen var också störst i SE3 (8 procent) och SE4 (11 procent) där priserna är som högst och där flest kunder har någon form av rörligt elhandelsavtal. I SE1 och SE2 uppgick minskningen till 1 procent respektive 2 procent.

¹ [konsumtionsforandring-december-2022.pdf \(svk.se\)](#)

Figur 2 Förändring av den faktiska elanvändningen jämfört med föregående år



Källa: eSett (Svenska kraftnät)² Not: preliminär data för delar av januari 2023

För januari 2023, där det än så länge enbart finns preliminära data³, så var minskningen av den faktiska användningen 7 procent jämfört med januari 2022 för Sverige som helhet. Samma trend att elanvändningen i SE3 (8 procent) och SE4 (11 procent) minskar mest har fortsatt.

Det elprisstöd som tidigare föreslagits av Svenska kraftnät kommer att börja betalas ut för privatpersoner. Utbetalningen hanteras av Försäkringskassan och planeras påbörjas under februari.⁴ För typkunden villa med elvärme med en användning på 20 000 kWh på ett år blir det en utbetalning på 10 000 kr i SE3 och 15 800 kr i SE4. Den del av stödet som rör näringsidkare och juridiska personer har fått godkänt av Energimarknadsinspektionen den 11 januari och nu inväntas ett godkännande av EU-kommissionen innan ansökningar och utbetalningar kan göras. Energimyndigheten har fått uppdraget att hantera stödet för elintensiva företag och förberedelser pågår.⁵ Ytterligare ett elstöd som gäller för november och december har godkänts av Energimarknadsinspektionen den 3 februari. Regeringen ska nu ta fram en förordning samt besluta vilken myndighet som ska betala ut detta stöd.⁶

Europeiska rådet har enats om krisåtgärder för att sänka energipriserna, bland annat genom ett frivilligt minskningsmål på 10 procent av bruttoförbrukningen av el, ett minskningsmål på 5 procent av elförbrukningen under höglasstimmarna samt vinsttak för inframarginell elproduktion.⁷ Ett förslag på att införa vinsttak genom en tillfällig skatt på överintäkter mellan 1 mars och 30 juni 2023 har varit på remiss med senaste svarsdatum 8 januari.⁸ Svenska kraftnät arbetar med 5-

² eSett

³ Data från eSett är preliminär för de sista 10 dagarna i december när detta brev publiceras.

⁴ [Utbetalning av elstöd - Försäkringskassan \(forsakringskassan.se\)](https://www.forsakringskassan.se/utbetalning-av-elstod)

⁵ [Elkostnadsstöd för elintensiva företag \(energimyndigheten.se\)](https://www.energimyndigheten.se/elkostnadsstod-for-elintensiva-foretag)

⁶ [Energimarknadsinspektionen har godkänt elstöd till privatpersoner i hela landet | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://www.svk.se/energimarknadsinspektionen-har-godkant-elstod-till-privatpersoner-i-hela-landet)

⁷ [Rådet enas om krisåtgärder för att sänka energipriserna - Consilium \(europa.eu\)](https://www.consilium.europa.eu/en/policies/emergency-response-to-energy-price-increase/)

⁸ [Remiss av promemorian Tillfällig skatt på vissa elproducenters överintäkter - Regeringen.se](https://www.regeringen.se/remiss-av-promemorian-tillfallig-skatt-pa-vissa-elproducenters-overintakter)

procentsmålet och har fastställt vilka timmar⁹ det handlar om för perioden 1 december 2022 till 31 mars 2023 samt påbörjat upphandling¹⁰ av förbrukningsminskning. Timmarna som gäller är vardagar klockan 08.00–10.59 och 16.00–18.59. Energimyndigheten har fått i uppdrag att följa upp 10-procentsmålet

Under pågående vintern bedöms effektbalansen i södra Sverige vara osäker på grund av begränsad möjlighet till utbyte från direkt anslutna grannländer. Risken för elavbrott är enligt Svenska kraftnäts bedömning fortsatt reell.¹¹ Risken förstärks vid oförutsedda avbrott i elproduktion och överföringskapacitet. Vid sådana händelser kan effektreserven (562 MW Karlshamnsverket¹²) behöva aktiveras för att undvika kapacitetsknapphet.¹³

Energimarkandsinspektionen tar fram veckovisa rapporter om elmarknaden och de publiceras här: [Läget på elmarknaden - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#).

⁹ [Timmarna där förbrukningen är högst i vinter | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

¹⁰ [Upphandling av förbrukningsminskning under höglasttimmarna | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

¹¹ [Elförsörjningen och omvärldsläget | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

¹² [Effektreserv | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

¹³ Effektreserven är tillgänglig från den 16 november till och med den 15 mars g för situationer där efterfrågan på el inte kan tillmötesgåas med inhemsk elproduktion eller import.

1 Elpriser

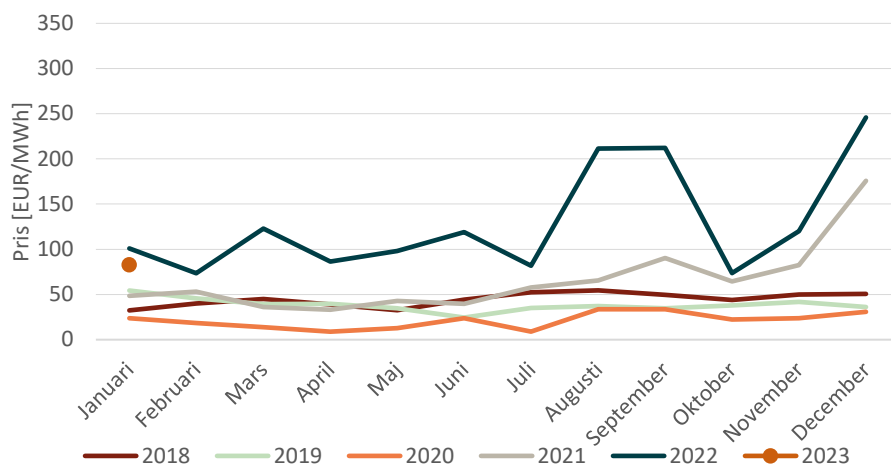
Den svenska elmarknaden avreglerades den 1 januari 1996 vilket innebar att konkurrens infördes i handel och produktion av el. Nätverksamheten utgörs dock av ett reglerat monopol. Elpriset styrs av utbud och efterfrågan och fastställs timme för timme för nästkommande dygn på Nord Pools spotmarknad. Förutom Sverige ingår Norge, Finland, Danmark samt de baltiska länderna i Nord Pool-området. Jämviktspriset motsvaras av den kortsiktiga marginalkostnaden för den dyraste produktionsenheten som krävs för att möta efterfrågan under en specifik timme inom Nord Pool-området¹⁴. Prisskillnader kan dock uppstå mellan olika elområden då det finns bristande överföringskapacitet vilket innebär att marknaden måste delas. I det fall sätts dels ett pris för varje delområde, dels ett systempris som skulle gälla om inga begränsningar i överföringen fanns. Nyinvesteringar sker då elpriset (kortsiktig marginalkostnad) motsvarar den långsiktiga marginalkostnaden (inklusive kapitalkostnader) för den billigaste teknologin.

1.1 Spotpriser

Under januari är det genomsnittliga priset 83 EUR/MWh i SE3 vilket är en tredjedel av priset under december då priset var 246 EUR/MWh. Utifrån Figur 5 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för januari i SE3 ändå är det näst högsta pris SE3 haft. Motsvarande pris i SE4 var 93 EUR/MWh och även det har endast varit högre under januari 2022. Månadsmedelpriset i SE 1 och 2 var 63 EUR/MWh vilket är det högsta januaripriset någonsin. Januari har varit mild, blåsig och rik på nederbörd vilket har förbättrat den hydrologiska balansen i det nordiska systemet och pressat priserna nedåt. Samtidigt har priserna på framförallt naturgas sjunkit kraftigt och en förbättrad drift i den franska kärnkraften har skett vilket också har pressat ner priserna på kontinenten.

¹⁴ Det kan också vara efterfrågefleksibilitet som är prissättande vissa timmar.

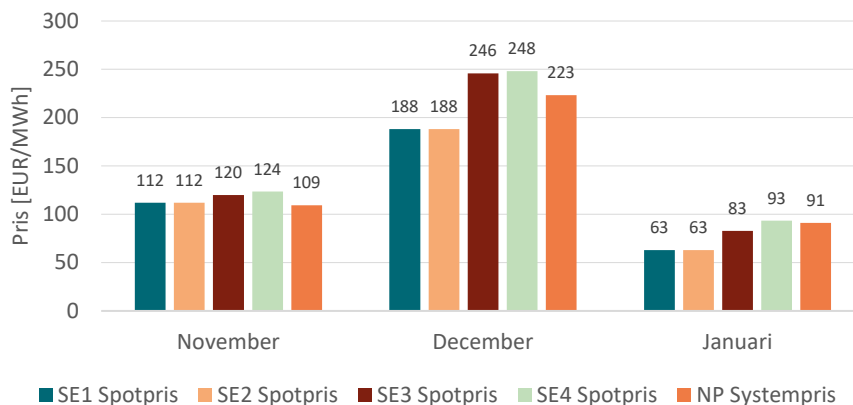
Figur 3 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till januari 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

De genomsnittliga månadspriserna har minskat i samtliga elområden under januari. Jämfört med december så är priserna 67 procent lägre under januari i norra Sverige och 66 respektive 62 procent lägre i SE3 och SE4. Prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige minskade under januari med till exempel 30 EUR/MWh skillnad mellan SE1 och SE4 jämfört med 60 EUR/MWh i december. Systempriset för december var 91 EUR/MWh vilket är 59 procent lägre än under december.

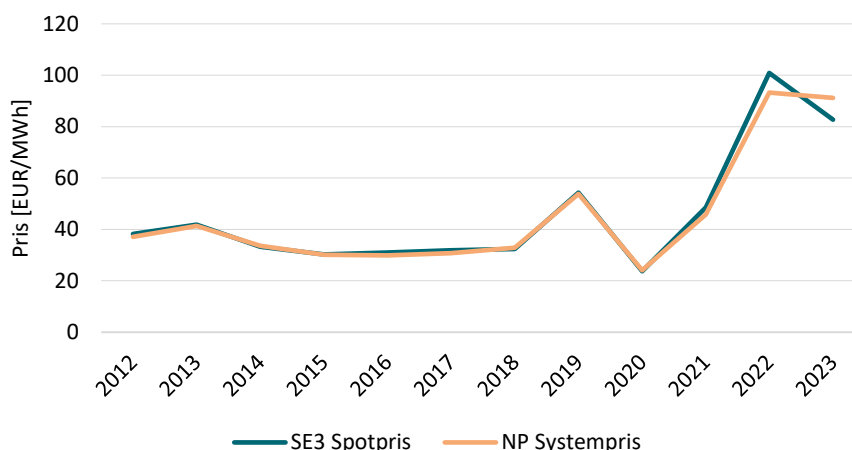
Figur 4 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i november 2022-januari 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Spotpriset för januari i SE3 har följt systempriset under perioden 2012 till 2022. I januari 2023 är månadsmedelpriset i SE3 8,5 EUR/MWh lägre än systempriset.

Figur 5 Månadsmedelpris spot för januari för SE3 och systempriset, EUR/MWh

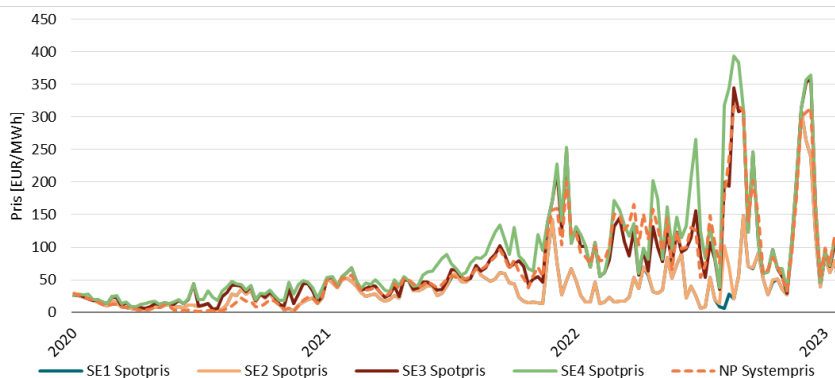


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Under veckorna 1–4 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 1 för elområde 1 och 2. Då var spotpriset 85 EUR/MWh i de norra områdena samtidigt som priserna nådde 94 respektive 95 EUR/MWh i SE3 och 4.

I SE3 och 4 steg spotpriset ytterligare under vecka 3 till 102 respektive 113 EUR/MWh och blev de högsta veckopriserna i södra delarna av Sverige under veckorna 1–4.

Figur 6 Veckopriser fram till vecka 1 2023, EUR/MWh

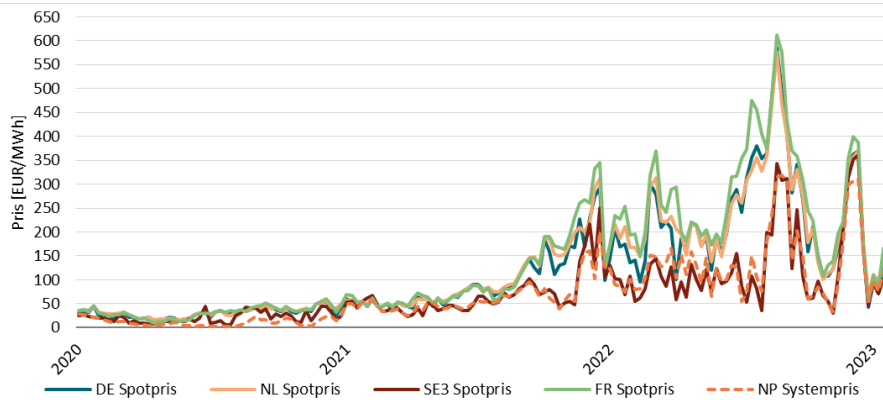


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 9 nedan redovisas genomsnittligt veckospotpriset för Nord Pool (system), SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det högsta veckopriset under veckorna 1–4 i Frankrike noteras vecka 4 då det uppgick till 176 EUR/MWh. Tyskland och Nederländerna hade det högsta veckopriset under samma vecka då det var 170 respektive 165 EUR/MWh. Priset i SE3 var då 83 EUR/MWh.

Det kan ses att prisnivån typiskt sett har varit högre på kontinenten, speciellt sedan hösten 2021 då priserna på naturgas började stiga men även under större delen av 2022 och inledningen av 2023.

Figur 7 Spotpriser per vecka för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 1 2023, EUR/MWh

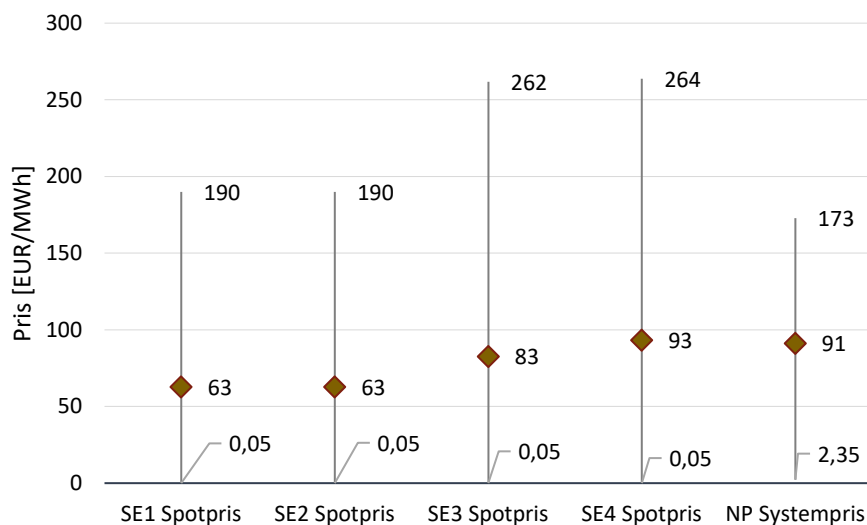


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset under januari för elområden 3 och 4 uppgick till 262 respektive 264 EUR/MWh. Det inträffade den 23 januari kl. 9–10. För elområde 1 och 2 blev högsta timpriset 190 EUR/MWh den 5 januari kl. 17–19 och då var priset samma i hela Sverige. Systempriset var som högst 173 EUR/MWh.

Det lägsta priset i samtliga elområden var 0,05 EUR/MWh och inträffade under natten den 1 januari kl. 04–05. Under den natten var elpriset under 1 EUR/MWh under sex timmar i samtliga elområden. Priser redovisas i Figur 10 nedan.

Figur 8 Högsta-, lägsta- och medeltimpris, SE1–SE4 samt systempriset, januari, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Sammantaget förklaras det lägre månadspriset på el under januari i jämfört med prisnivån under december med milda temperaturer, förbättrad hydrologisk balans och god produktion med vindkraft. Detta tillsammans med sjunkande priser på framförallt naturgas men även på kol har pressat elpriserna nedåt.

I och med att uppvärmningsperioden pågår så är elbehovet högre nu än under sommaren. Då blir i regel också naturgas prissättande fler timmar än under sommaren. Detta och fler faktorer utvecklas mer under avsnittet Prispåverkande faktorer.

1.2 Prispåverkande faktorer

1.2.1 Bränslepriser och CO2-priser

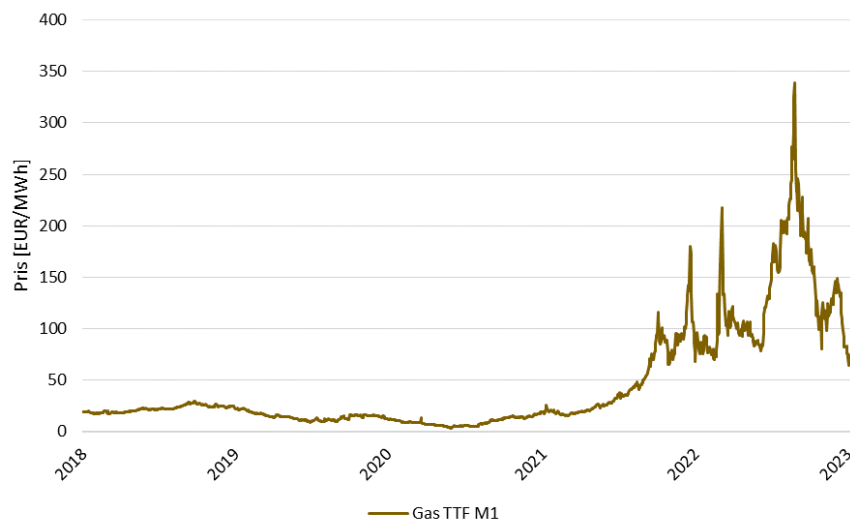
Utvecklingen av de fossila bränslepriserna i form av kol, naturgas samt utsläppsrättspriserna är av stor betydelse för elmarknaden eftersom de påverkar de rörliga kostnaderna i fossilbränslebaserade kraftverk. Mer information om de globala energimarknaderna finns i Energimyndighetens marknadsbrev [De globala energimarknaderna \(energimyndigheten.se\)](#).

Priserna (månadsmedel) på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden har sjunkit till 64 EUR/MWh under januari från att varit 115 EUR/MWh under december för TTF M1 (leverans nästa månad). Januari inleddes med högre dagspriser för motsvarande kontrakt och handlades som högst för 76 EUR/MWh den 2 januari. Priserna under början av januari var högre än det genomsnittliga så dagspriserna sjunker under månaden för att nå lägsta priset 55 EUR/MWh den 30 januari. Uppvärmningssäsongen

pågår men det milda vädret tillsammans med krav på minskad förbrukning och lagernivåer har lett till en gynnsam situation som pressat priserna nedåt.

Den 19 december nådde EU:s energiministrar en politisk överenskommelse om den marknadsjusteringsmekanism (gaspristak) som EU-kommissionen presenterade den 18 oktober. Enligt rådets beslut i måndags aktiveras marknadsjusteringsmekanismen automatiskt vid vissa prISRörelser, tex om TTF M+1 priset överstiger EUR180 per MWh i tre arbetsdagar. Mekanismen kommer att gälla från och med den 15 februari 2023. Den kan upphävas om problem uppstår med till exempel EU:s försörjningshet. Förslaget är tillfälligt och gäller i ett år.

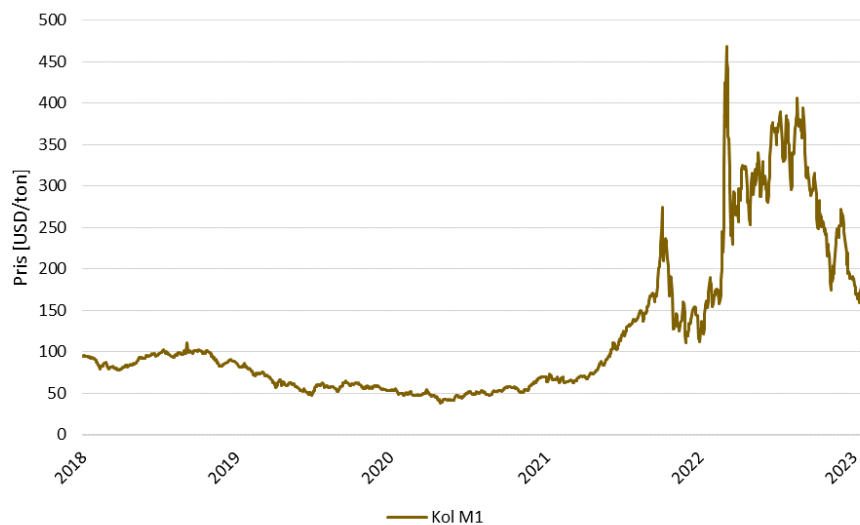
Figur 9 Gaspriser TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det månadsgenomsnittliga priset på kol var 166 USD/ton under januari vilket är 56 USD/ton lägre än föregående månad. Den 2 januari var dagspris 189 USD/ton vilket blev månadens högsta notering. Därefter sjönk priset för att den 30 januari nå månadens lägsta dagspris på 137 USD/ton. Priserna på kol följer i stort naturgaspriserna.

Figur 10 Kolpriser API2 leverans nästa månad, USD/ton

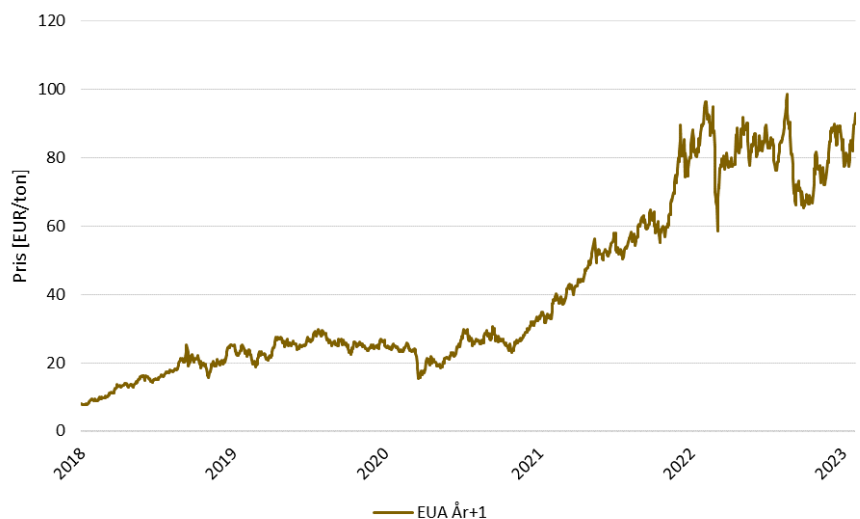


Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år (månadsmedel) är 83 EUR/ton under januari och 4 EUR/ton högre än under december. Lägsta dagspriset var 78 EUR/ton den 4 januari. Därefter steg priset för att nå det högsta priset 93 EUR/ton den 31 januari.

Den 18 december nåddes en överenskommelse som bland annat innebär att utsläpp som omfattas av EU ETS ska minska med 62 procent till 2030 och att EU från och med 2026 kommer införa en så kallad Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), en sorts klimattull.

Figur 11 EU ETS, EUR/ton



Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

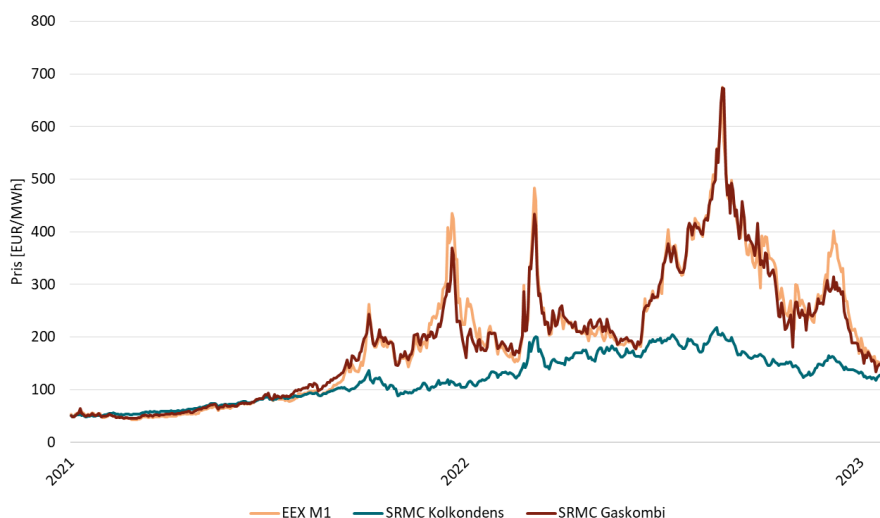
I jämförelse med december har de genomsnittliga månadspriserna på naturgas och kol sjunkit medan priset på utsläppsätter är högre under januari.

1.2.2 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland

I ett termiskt system som exempelvis Tyskland påverkar fossila bränslepriser samt priserna på utsläppsätter den kortsiktiga marginalkostnaden (rörliga kostnaden) i fossilbaserade kraftverk. Detta påverkar elpriserna eftersom kol- och naturgasbaserade kraftverk är prissättande för många timmar. Under de timmar då Norden importerar från exempelvis kontinenten kan därmed termiska kraftverk bli prissättande, via import, på den nordiska elmarknaden. Figur 14 redovisar den kortsiktiga marginalkostnaden för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX (Tyskland). Det kan ses att det tyska frontmånadspriset på el relativt väl följer den kortsiktiga marginalkostnaden för gaskombi baserat på frontmånadskontraktet för naturgas. Sammantaget har stärkta fossilbränslepriser, speciellt naturgas, och stärkta utsläppsättspriser utgjort en viktig drivkraft till de högre elpriserna sedan hösten 2021 i både Tyskland och Norden.

För januari sjönk den genomsnittliga kortsiktiga marginalkostnaden för gaskombi och kolkondens i jämförelse med december. För gaskombi är kostnaden 152 EUR/MWh under januari vilket är en kraftig minskning med 98 EUR/MWh från föregående månad. För kolkondens sjönk kostnaden med 22 EUR/MWh till 124 EUR/MWh för januari. Kostnaden följer prisutvecklingen på de genomsnittliga månadspriserna för kol och naturgas som också sjönk.

Figur 12 Kortsiktig marginalkostnad för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX, EUR/MWh



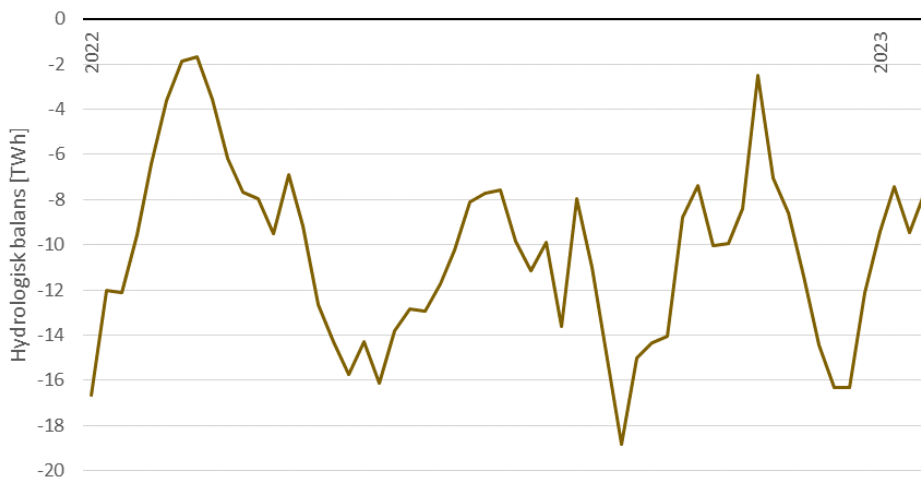
Källa: Energimyndighetens beräkningar baserade på data från SKM Market Predictor

Not: Energimyndigheten har antagit en effektivitet (HHV) på 42 procent för kolkondens samt 53 procent för gaskombi. Bränsleoberoende rörlig kostnad har antagits uppgå till 3,9 respektive 2,4 EUR/MWh. Kol- och naturgaspriset baseras på frontmånad API2 respektive TTF.

1.2.3 Hydrologi

Den hydrologiska balansen¹⁵ i Norden uppskattas uppgå till minus 8 TWh vecka 4, se Figur 15. Den hydrologiska balansen är något högre än den var i slutet av december då den var minus 12 TWh.

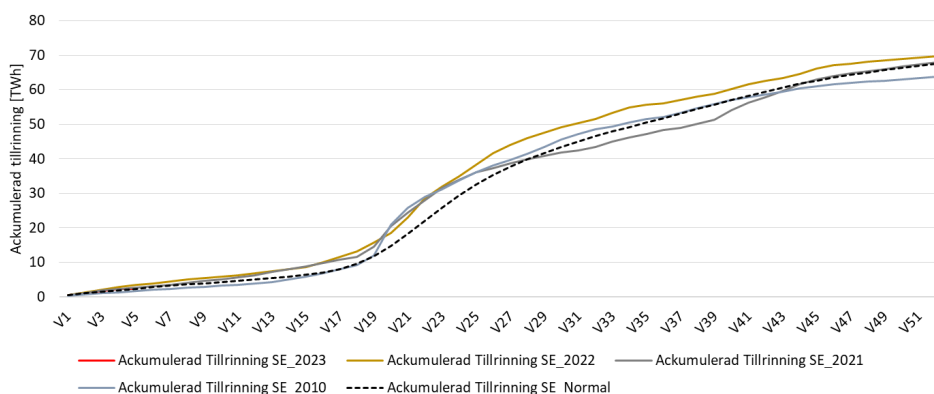
Figur 13 Hydrologisk balans i Norden fram till vecka 4 2023, TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 16 nedan redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige per vecka för ett normalår, vecka 1–4 år 2023 samt för några historiska år. Den ackumulerade tillrinningen vecka 4 i år är något över normalen. För vecka 1–4 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 0,6 TWh/vecka i Sverige vilket är något högre än normal tillrinning som är 0,5 TWh för den perioden.

Figur 14 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



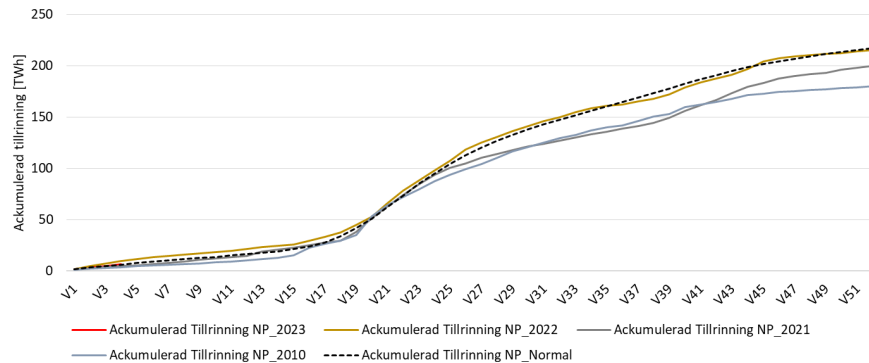
Källa: SKM Market Predictor

För Norden som helhet uppgick under vecka 1–4 den genomsnittliga tillrinningen till 1,6 TWh vilket är något högre än den normala

¹⁵ Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation.

tillrinningen som är 1,5 TWh för perioden. Detta redovisas i Figur 17 nedan.

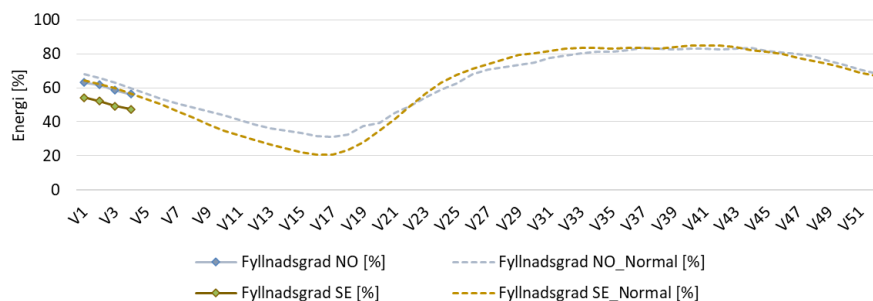
Figur 15 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska magasinen låg på 47 procent vecka 4 vilket är under normalen¹⁶ som är 57 procent. I Norge var fyllnadsgraden 56 procent samma vecka vilket kan jämföras mot normalen som ligger på 60 procent. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 54 procent vilket är 5 procentenheter lägre än normalen.

Figur 16 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

1.2.4 Elproduktion

Den nordiska elproduktionen domineras av vattenkraft, kärnkraft, vindkraft samt termisk kraft i form av kraftvärme. Rent energimässigt utgörs det största kraftslaget i Sverige i nuläget av vattenkraft följt av kärnkraft samt vindkraft. Även kraftvärme är av betydelse inte minst lokalt och regionalt. I Norge är vattenkraft det helt dominerande kraftslaget medan det danska elsystemet karakteriseras av en hög andel värmekraft och vindkraft. Det finska elsystemet karakteriseras av en stor andel värmekraft samt en del kärnkraft där den sistnämnda kommer att

¹⁶ Normalårsnivån för Sverige baseras på medianvärdet för åren 1960–2011 och för Norge åren 2000–2019.

öka i och med infasningen av Olkiluoto 3. I flera nordiska länder sker det en expansion av vindkraft.

I Tabell 1 redovisas den installerade kapaciteten per land vid utgången av 2020, 2010 samt 1996. Följande saker är värda att kommentera:

- **Vattenkraft** utgör det enskilt viktigaste kraftslaget både i termer av effekt och energi. Mellan 1996–2020 ökade den installerade effekten med drygt 6 000 MW varav den absolut största delen utgörs av kraftverk i Norge med olika grader av reglerförmåga. Förekomsten av en stor andel reglerbar vattenkraft i främst Norge men även i Sverige innebär en jämnare prisstruktur i Norden jämfört med ett termiskt kraftsystem som återfinns exempelvis i Tyskland.
- Effektmässigt har **vindkraften** ökat mest. 2020 uppgick den totala vindkapaciteten i Norden till nästan 22 900 MW. Sedan dess har vindkraften fortsatt att expandera. Dess bidrag till den tillgängliga effekten är dock mer beskedlig.
- Nedgången i **värme**kraft, eller mer specifikt kondenskraft, sedan 1996 beror på prisutvecklingen vilket har gjort det mindre lönsamt att upprätthålla kapacitet på en avreglerad elmarknad.

Tabell 1 Installerad kapacitet år 2020 för respektive land samt installerad kapacitet för Norden 2020, 2010 samt 1996, MW

	Sverige	Danmark	Finland	Norge 2020	Norden	Norden	Norden 1996
	2020	2020	2020		2020	2010	
Vattenkraft	16 406	7	3 164	33 732	53 309	49 057	47 164
Vind	9 976	6 259	2 586	4 030	22 851	6 587	930
Sol	1 107	1 304	318	160	2 889	14	8
Kärnkraft	7 777	0	2 794	0	10 571	11 867	12 365
Värme kraft	8 406	7 918	8 439	1 069	25 832	28 819	27 503
Övriga	0	0	0	35	35	35	0
Totalt	43 672	15 489	17 301	39 026	115 488	96 379	87 970

Källa: Energimyndighetens bearbetning av data från Eurostat

Under januari har den genomsnittliga tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 84 procent vilket är betydligt lägre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2011–2022. Ringhals 4 förväntas vara ur produktion till mitten av mars. Oskarshamn 3 var ur drift 9–17 december. Tillgängligheten i Finland för motsvarande

månad var i princip 100 procent. Detta redovisas i Tabell 2 nedan. Olkiluoto 3 är inte medräknad i tillgängligheten och starten för den nya reaktorn i Finland förväntas tidigast gå i kommersiell drift i början av mars.

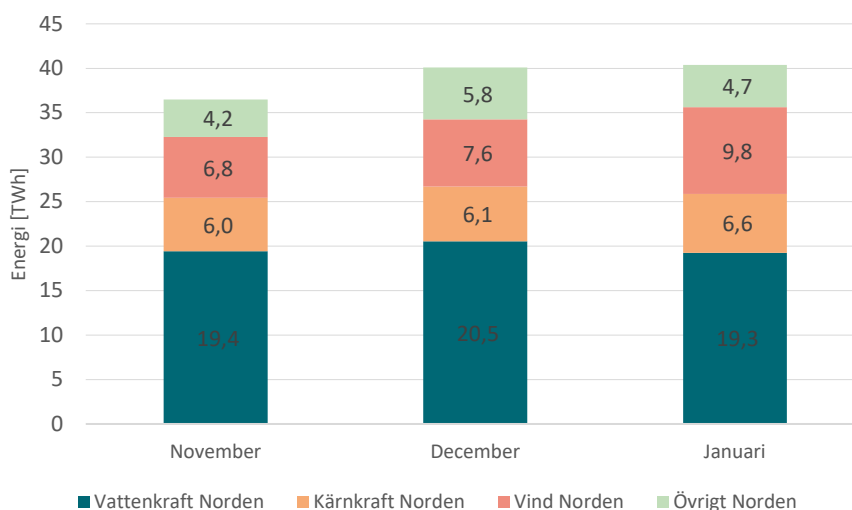
Tabell 2 Status 2023-02-03 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under januari

Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet [MW]	Installerad kapacitet [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet Januari 2011-2023	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	100%	990	990	98%	4 sep-9 okt 2022
Forsmark 2	I drift	100%	1 120	1 120	98%	10 jul-30 jul 2022
Forsmark 3	I drift	100%	1 167	1 167	99%	1 maj-26 maj 2022
Oskarshamn 3	I drift	100%	1 400	1 400	95%	9 dec-17 dec 2022
Ringhals 3	I drift	100%	1 074	1 074	99%	25 maj-1 juli 2022
Ringhals 4	Revision	0%	0	1 130	90%	10 Aug-19 mar 2023
Loviisa 1	I drift	100%	507	507	100%	17 sep-9 okt 2022
Loviisa 2	I drift	100%	502	502	99%	7 aug-9 sep 2022
Olkiluoto 1	I drift	100%	890	890	100%	8 maj-10 jun 2022
Olkiluoto 2	I drift	100%	890	890	100%	24 apr-6 maj 2022
Norden		88,3%	8 540	9 670	97,4%	
Sverige		83,6%	5 751	6 881	96,4%	
Finland		100,0%	2 789	2 789	99,6%	

Källa: SKM Market Predictor

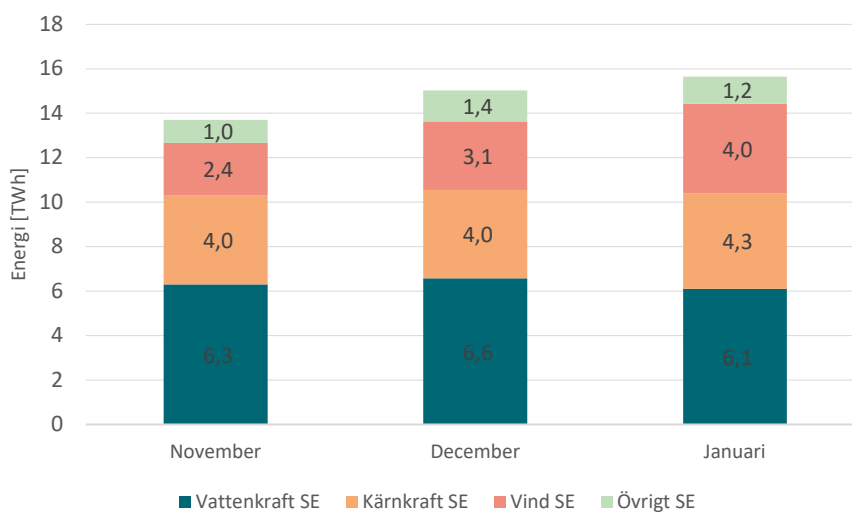
På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 40,4 TWh under januari vilket var 0,3 TWh högre än föregående månad. Vindkraften ökade med 2,2 TWh. För svensk del uppgick elproduktionen till 15,6 TWh vilket var 0,6 TWh högre än föregående månad. Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 19 och Figur 20 nedan.

Figur 17 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Figur 18 Elproduktion i Sverige per månad, TWh

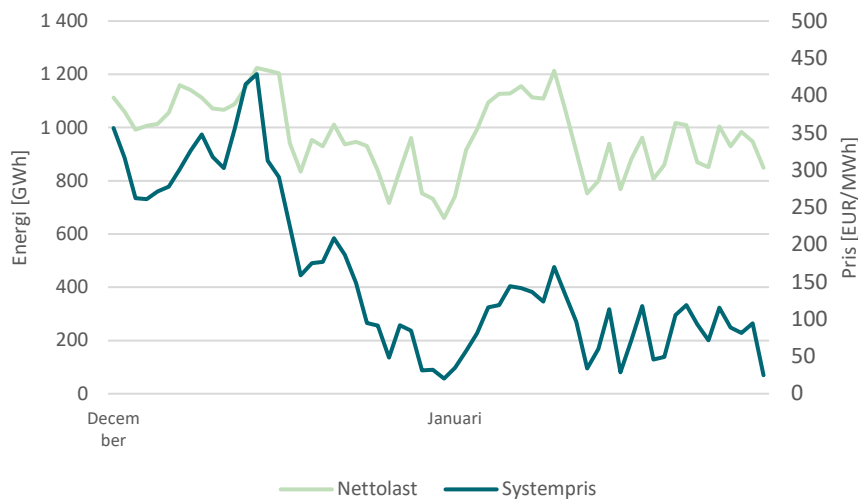


Källa: SKM Market Predictor

I Figur 21 nedan redovisas nettolasten i Norden samt systempriset per dag under de två senaste månaderna. Med nettolast avses lasten (efterfrågan) minus produktion från vind- och solkraft. Nettolasten motsvarar sålunda den efterfrågan som det övriga kraftsystemet måste hantera. Nettolasten möts primärt med reglerbar kraftproduktion som vattenkraft eller termiska anläggningar. I nedanstående figur har en förenkling gjorts och nettolasten beräknas som efterfrågan minus produktion från vind. På

nordisk basis fanns en relativt stark korrelation¹⁷ mellan nettolasten och systempriset under de redovisade månaderna. Vid en mycket låg vindproduktion, allt annat lika, regleras dyrare produktion upp för att kunna täcka nettoefterfrågan. Vid en mycket hög vindproduktion, där övriga prispåverkande faktorer är oförändrade, regleras dyrare produktion ner om dessa kraftverk inte kan täcka sina rörliga kostnader. En låg nettoefterfrågan kan drivas av olika kombinationer av efterfrågan och vindproduktion. Exempelvis innebär en låg efterfrågan, allt annat lika, en lägre nettoefterfrågan. En högre vindproduktion med en konstant efterfrågan innebär också en lägre nettoefterfrågan. Analogt innebär exempelvis en lägre vindproduktion, allt annat lika, att nettoefterfrågan ökar jämfört med ett fall då vindproduktionen är högre.

Figur 19 Nettolast i Norden och systempris per dag under dec 2022-jan 2023



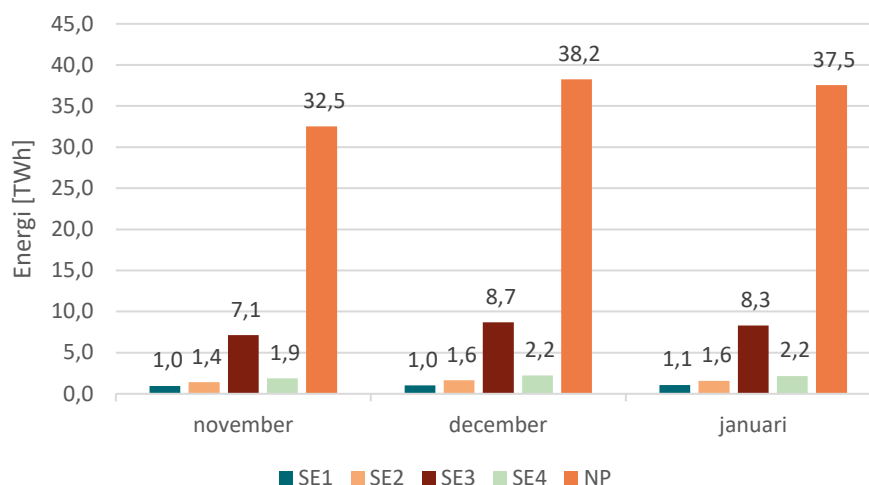
Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

1.2.5 Efterfrågan

Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) minskade i januari jämfört med föregående månad och uppgick till 37,5 TWh. Elanvändningen minskade i SE2, SE2, och SE4 i januari jämfört med december medan den ökade något i SE1. Högre temperatur i januari minskade behovet av el till uppvärmning jämfört med december.

¹⁷ Korrelationen mellan nettolast och systempris var 0,74.

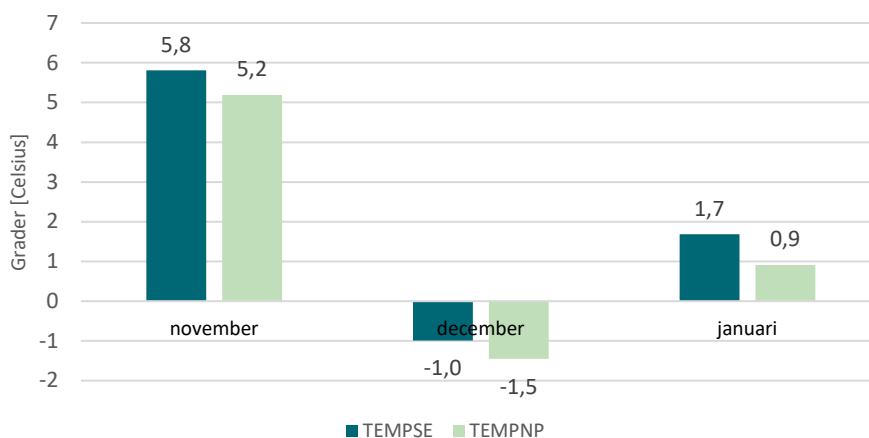
Figur 20 Elanvändning i Sverige samt Nord Pool (exkl. Baltikum), TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 23 ser man att den faktiska genomsnittstemperaturen i januari, jämfört med föregående månad, var högre i Sverige (TEMPSE) och hela Nord Pool-området (TEMPNP). För Sverige uppgick genomsnittstemperaturen till 1,7 i januari jämfört med -1,0 i december. Under uppvärmningssäsongen innebär högre genomsnittstemperaturer minskat behov av uppvärmning och därmed minskad efterfrågan på el men under sommaren kan ökade temperaturer innebära ökad efterfrågan på kyla och därmed el.

Figur 21 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (TEMPSE) och Nord Pool (TEMPNP)

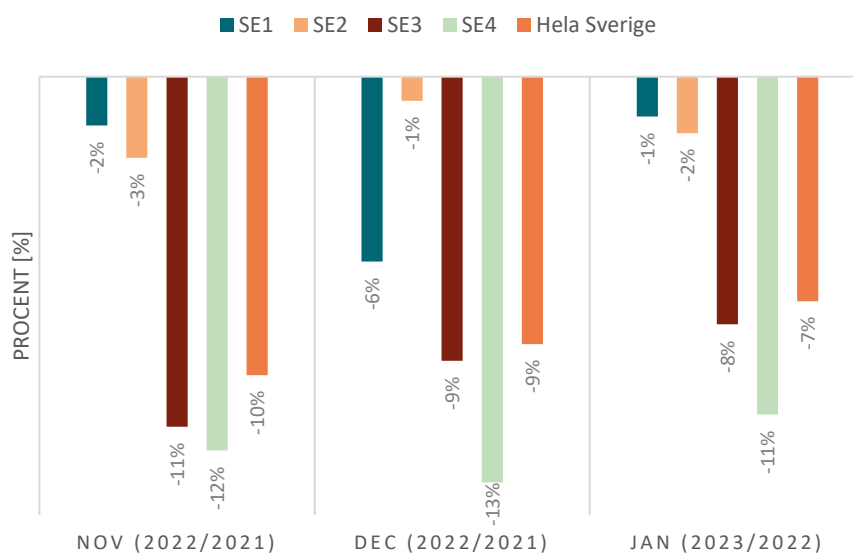


Källa: SKM Market Predictor

1.2.6 Elanvändning jämfört med tidigare år

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät så minskade den *faktiska* elanvändningen i december 2022 med 9 procent jämfört med december 2021 i Sverige som helhet. Den *temperaturkorrigerad* minskningen var 8 procent enligt Svenska kraftnäts beräkningar. Med andra ord var det ingen större skillnad på utomhustemperaturen mellan åren. Minskningen av den *faktiska* elanvändningen var också störst i SE3 (8 procent) och SE4 (11 procent) där priserna är som högst och där flest kunder har någon form av rörligt elhandelsavtal. I SE1 och SE2 uppgick minskningen till 1 procent respektive 2 procent.

Figur 22 Förändring av den *faktiska* elanvändningen jämfört med föregående år



Källa: eSett (Svenska kraftnät)¹⁸ Not: preliminär data för delar av januari 2023

För januari 2023, där det än så länge enbart finns preliminära data¹⁹, så var minskningen av den *faktiska* förbrukningen 7 procent jämfört med januari 2022 för Sverige som helhet. Samma trend att elanvändningen i SE3 och SE4 minskar mest har fortsatt. I både SE3 och SE4 var dock spotpriserna lägre i januari 2023 jämfört med januari 2022. Däremot är det sannolikt så att en större andel av kunderna i januari 2023 möter högre priser. Detta eftersom kunder med fastprisavtal som gått ut under senaste året har tvingats bindas om till högre prisnivåer eller alternativt valt ett rörligt elprisavtal i stället. Vidare har prisnivån i SE3 och SE4 varit hög under en lång period vilket innebär att kunder sannolikt vidtagit både tillfälliga och permanenta åtgärder för att minska elanvändningen. Tillfälliga åtgärder kan handla om sänkt inomhustemperatur och kortare duschar medan mer permanenta åtgärder kan handla om investeringar i värmepumpar eller energieffektiviserande åtgärder. Januari 2023 var varmare jämfört med samma månad föregående år vilket innebär att

¹⁸ eSett

¹⁹ Data från eSett är preliminär för de sista 10 dagarna i december när detta brev publiceras.

behovet av el för uppvärmning var lägre. Svenska kraftnät publicerar temperaturkorrigerade analyser av elanvändningen här [Elstatistik | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#) när den definitiva statistiken har kommit. De brukar normalt komma i mitten av månaden.

Energimyndigheten har fått i uppdrag att följa upp det frivilliga EU-mål som finns om att varje medlemsland ska vidta åtgärder för att minska elförbrukningen med 10 procent under november 2022 till och med mars 2023 jämfört med referensperioden 2017–2021. Första rapporteringen till Regeringskansliet är gjord avseende november och december.

1.2.7 Överföringsförbindelser och handel

I Tabell 3 och Tabell 4 sammanfattas den installerade kapaciteten och tillgänglig transmission för januari 2023 inom och mellan Sverige och dess handelsländer samt mellan de övriga nordiska länderna samt dess icke-nordiska handelsländer.²⁰

²⁰ Läs mer om projekt för transmissionsnätet hos Svenska Kraftnät, [Transmissionsnätsprojekt | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Tabell 3 Installerad kapacitet samt tillgänglighet för transmission inom Sverige och mellan Sverige och dess handelsländer, januari 2023

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2017-2021
SE1	SE2	Snitt 1	3 300	100%	98%
SE2	SE1	Snitt 1	3 300	100%	100%
SE2	SE3	Snitt 2	7 300	95%	92%
SE3	SE2	Snitt 2	7 300	100%	100%
SE3	SE4	Snitt 4	6 200	74%	90%
SE4	SE3	Snitt 4	2 800	100%	97%
SE3	DK1	Konti-Skan 1&2	715	100%	86%
DK1	SE3	Konti-Skan 1&2	715	100%	82%
SE4	DK2	Øresund	1 300	98%	92%
DK2	SE4	Øresund	1 700	98%	78%
SE1	FI	-	1 500	99%	102%
FI	SE1	-	1 100	92%	97%
SE3	FI	Fennoskan 1&2	1 200	99%	99%
FI	SE3	Fennoskan 1&2	1 200	16%	85%
SE1	NO4	Ofoten-Porjus	600	98%	93%
NO4	SE1	Ofoten-Porjus	700	89%	89%
SE2	NO4	-	300	83%	80%
NO4	SE2	-	250	60%	62%
SE2	NO3	Nea-Järps.	1 000	91%	100%
NO3	SE2	Nea-Järps.	600	98%	100%
SE3	NO1	Hasle	2 095	96%	72%
NO1	SE3	Hasle	2 145	84%	86%
SE4	DE	Baltic cable	615	89%	85%
DE	SE4	Baltic cable	600	68%	47%
SE4	LT	NordBalt	700	100%	98%
LT	SE4	NordBalt	700	100%	84%
SE4	PL	SwePol-link	600	93%	94%
PL	SE4	SwePol-link	600	95%	72%

Källa: SKM Market Predictor

Tabell 4 Installerad kapacitet samt tillgänglighet transmission mellan de nordiska länderna och icke-nordiska, januari 2023

Export-zon	Import-zon	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2017-2021
DK1	DE	2500	89%	63%
DE	DK1	2500	92%	92%
DK2	DE	985	62%	77%
DE	DK2	1000	72%	85%
FI	RU	320	0%	98%
RU	FI	1460	0%	87%
FI	EE	1016	85%	98%
EE	FI	1016	85%	96%
NO2	NL	723	88%	89%
NL	NO2	723	88%	93%
NO2	DE	1400	70%	44%
DE	NO2	1400	68%	75%
NO2	UK	1400	89%	50%
UK	NO2	1400	80%	50%

Källa: SKM Market Predictor

Följande överföringsförbindelser mellan Norden och länder utanför Norden har tagits i bruk:

NordLink: Sedan den 31 mars 2021 har en ny överföringsförbindelse tagits i bruk mellan Norge (NO2) och Tyskland. Kabeln som benämns Nord Link har en kapacitet på 1 400 MW i båda riktningarna.

North Sea Link: Sedan 21 oktober 2022 är den i kommersiell drift. Kabeln går mellan Norge (NO2) och Storbritannien. Kapaciteten uppgår till 1 400 MW i båda riktningarna.

Sammantaget har den ökade marknadskopplingen mellan Norge och Tyskland genom NordLink-kabeln påverkat prisnivån uppåt i Nord Pool-området. Detta på grund av att höga kontinentala elpriser drivna av höga fossilbränslepriser i sin tur har genererat ökad export från Norden via Norge till Tyskland. Några planerade överföringsförbindelser mellan Norden och icke-nordiska länder kan vara värda att nämnas:

Hansa PowerBridge: Denna kabel planeras mellan SE4 (Hurva station) och Tyskland (Güstrow) hade en planerad driftstart under 2026. Denna tidplan har dock förlängts till 2028/2029. Kapaciteten uppgår till 700 MW i båda riktningarna.

Viking Link: Överföringsförbindelsen som planeras mellan Danmark (DK1) och Storbritannien ägs och utvecklas av ländernas respektive

stamnätsoperatör, Energinet och National Grid. Projektet som är under konstruktion väntas driftsättas i december 2023. Kapaciteten uppgår till 1 400 MW i båda riktningarna.

Nettoexporten från Sverige uppgick till 0,5 TWh under januari, vilket var lägre än under föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige med vecka 4 som senaste vecka uppgick till 31 TWh. Detta kan jämföras med motsvarande period 2021–2022 vilken uppgick till 27 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 28 TWh respektive 22 TWh nettoexport. Finland utgör den viktigaste mottagaren för svensk nettoexport.

Tabell 5 Handel, nettoexport (-), nettoimport (+), [TWh]

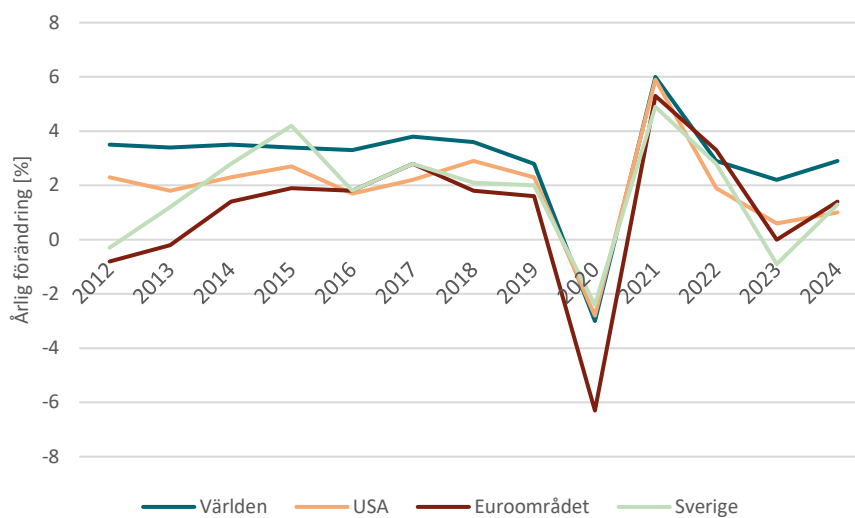
Exportörande region	Importerande region	2023_Januari	2022_December	2023_V4 52 veckors rullande summa	2022_V4 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,1	-0,8	-9,0	-9,3
SE3	FI	0,0	-0,3	-4,9	-5,5
SE3	DK1	0,1	0,1	-1,9	-1,3
SE4	DK2	0,0	-0,1	-5,2	-3,8
SE1	NO4	0,0	0,3	2,8	1,8
SE2	NO4	0,0	0,1	0,6	0,0
SE2	NO3	0,0	0,0	1,4	-0,1
SE3	NO1	-0,2	0,0	-3,6	0,3
SE4	DE	0,0	-0,1	-2,8	-2,0
SE4	PL	-0,1	-0,2	-3,5	-3,3
SE4	LT	-0,1	-0,4	-4,7	-3,5
DK1	NL	0,0	-0,1	-1,2	-2,5
DK1	DE	0,2	-0,1	-3,6	-2,2
DK2	DE	0,0	0,0	-1,1	-1,6
NO2	NL	0,0	0,0	-1,1	-3,6
NO2	DE	0,1	-0,1	-3,5	-3,4
NO2	UK	-0,1	-0,4	-2,7	-1,9
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	2,7	8,6
FI	EE	-0,1	-0,5	-6,3	-6,8
Nettoexport	Sverige	-0,5	-1,4	-30,9	-26,7
Nettoexport	Norden	-0,2	-1,8	-27,9	-22,2

Källa: SKM Market Predictor

1.2.8 Den ekonomiska utvecklingen

På kort sikt påverkar den ekonomiska utvecklingen elmarknaden på åtminstone två olika sätt. För det första leder en minskad ekonomisk aktivitet till att efterfrågan på el minskar genom att näringslivet och framför allt industrin producerar mindre varor och tjänster men även att hushållens konsumtionsutrymme minskar. För det andra innebär en försämrad ekonomi i regel ett tryck nedåt på bränslepriser som kol, gas och råolja vilket i sin tur påverkar elpriserna i Sverige och Europa. Det omvända gäller vid en ökad ekonomisk aktivitet. I Figur 3 presenteras prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet (KI).

Figur 23 BNP och prognos av BNP, fasta priser



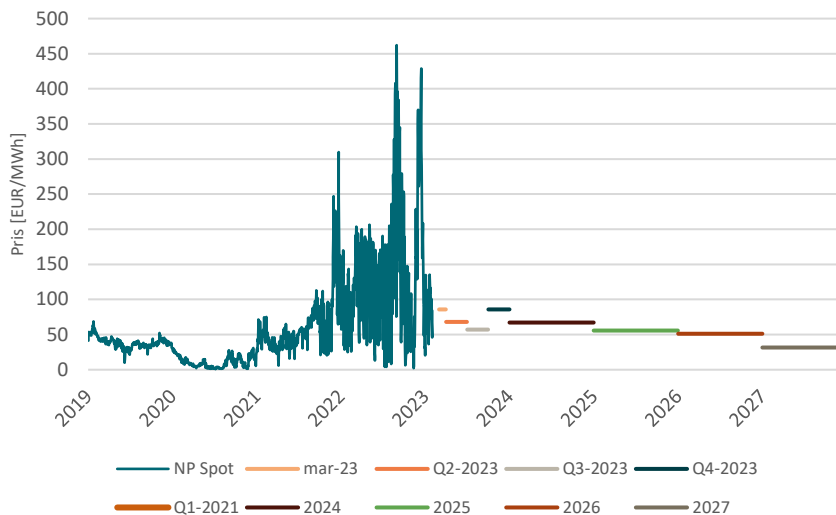
Källa: KI

Konjunkturinstitutet bedömer i sin senaste prognos (december 2022) att svensk ekonomi går in i en lågkonjunktur 2023 med negativ tillväxt. Tillväxten i euroområdet väntas bli noll.

1.3 Terminalspriser

Terminalspriset i Norden (system) för mars 2023 (frontmånad) stängde på 86 EUR/MWh den 2 februari. Priserna på årskontrakten för Norden 2024 och 2025 stängde på nästan 67 EUR/MWh respektive 56 EUR/MWh. I Figur 25 nedan redovisas Nord Pool systempris samt forwardpriser för olika kontrakt på Nord Pool.

Figur 24 Nord Pool systempris [dygnsmedel] samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh

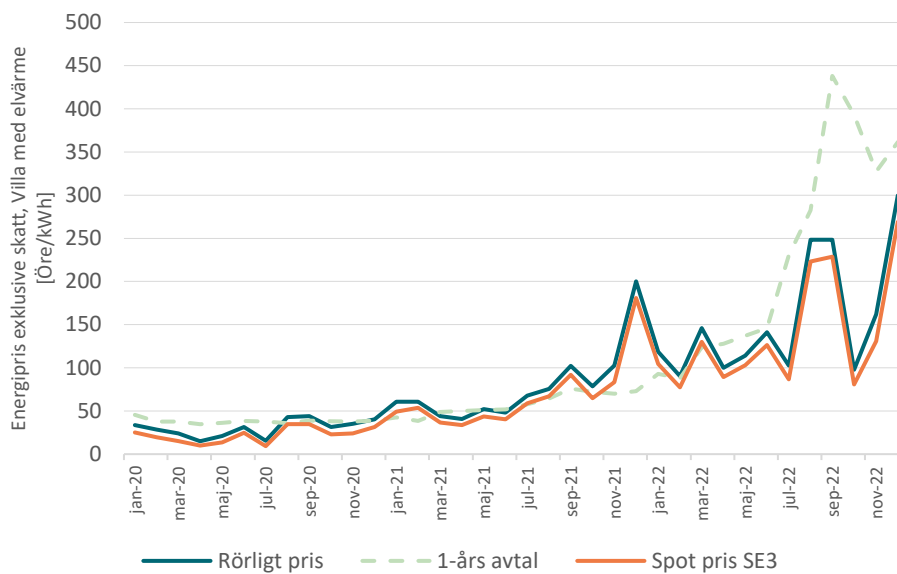


Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2023-02-02

2 Slutkundspriser

Elhandelspriserna mot slutkunder följer med i de prisförändringar som sker på kraftmarknaden. I Figur 26 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett ettårigt fastprisavtal för elområde 3 för typkunden villa med elvärme²¹. Det rörliga elhandelspriset följde med spotpriset och steg under december. För kunderna är det främst de som har rörligt avtal som påverkas av prisförändringar på spotmarknaden på kort sikt. Av de svenska elkunderna är det enligt den senaste statistiken 58 procent av alla kunder som har någon form av rörligt avtal. Motsvarande siffra för SE4 är hela 71 procent och den har ökat från ca 62 procent i januari 2022. Priserna på fastprisavtal steg i december och är fortfarande väldigt höga. I december var det genomsnittliga priset 3,6 kr per kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 4,6 kr per kWh.

Figur 25 Elhandelspris, rörligt avtal och 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med december 2022

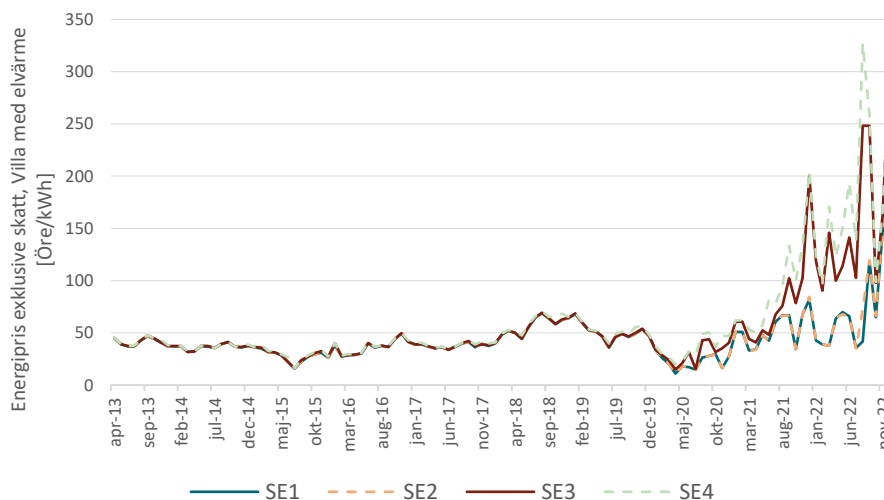


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 27 nedan redovisas utvecklingen av priserna för ett avtal med rörligt elhandelspris för en villa med elvärme i respektive elområde. Priserna har historiskt legat väldigt nära varandra men började från år 2020 att skilja sig mer åt där SE1 och SE2 oftast har lägre priser än SE3 och SE4.

²¹ Typkunden villa med elvärme har en förbrukning på 20 000 kWh. Förbrukningen används för att fördela ut de fasta kostnader som finns vid inköp av el. Den genomsnittliga förbrukningen för ett småhus med elvärme har de senaste åren legat på omkring 16 000 kWh. Under de senaste månaderna har många hushåll också vidtagit åtgärder för att minska elförbrukningen

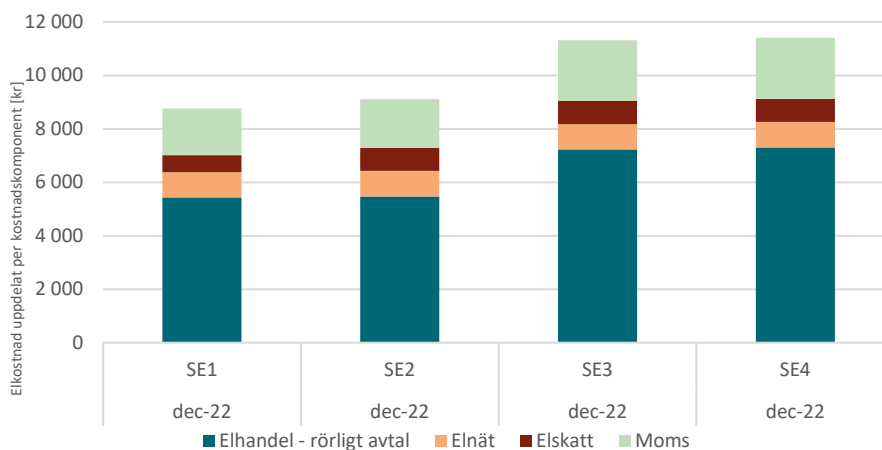
Figur 26 Rörligt elhandelspris (månadsmedel) för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med december 2022



Källa: SCB

I Figur 28 redovisas en uppskattning av den totala kostnaden i december för typkunden villa med elvärme i respektive elområde. I SE1 och SE2 uppgick den totala kostnaden till 8800 kr respektive 9 100 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på drygt 11 000 kr.

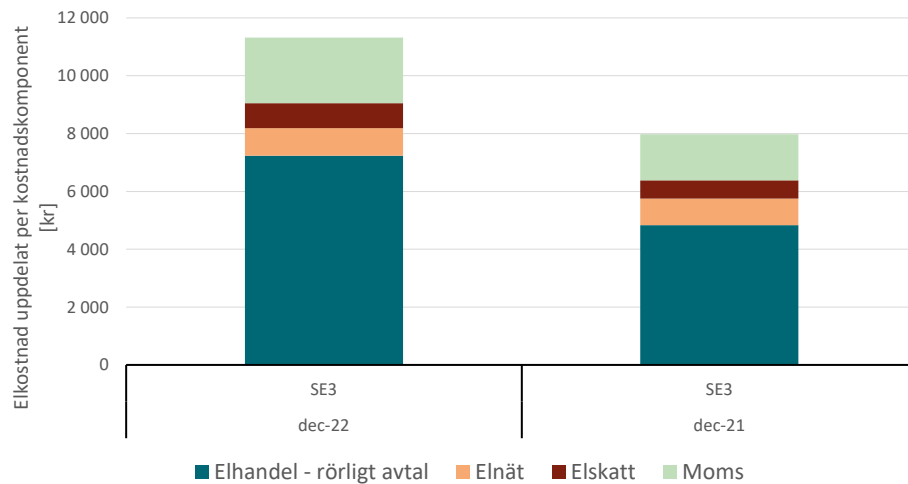
Figur 27 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i december (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2414 kWh i december) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten Anm: Det är samma elnätspris i alla elområden även elnätspriset kan variera geografiskt. Vidare har samma förbrukning (20 000 kWh per år) och fördelning av förbrukningen över året antagits även om förbrukningen i genomsnitt är högre i SE1 jämfört med SE4. Under de senaste månaderna har många hushåll vidtagit åtgärder för att minska elförbrukningen. För SE1 har den reducerade elskatten använts, vissa kommuner i SE2 och SE3 har också reducerad elskatt.

För en typkunden villa med elvärme i SE3 var kostnaden 3 300 kr mer i december 2022 jämfört med motsvarande månad 2021 (under antagandet att konsumtionen var densamma). Viktigt att notera är att samma elanvändning antas i denna jämförelse. I praktiken minskar många hushåll på elanvändningen till följd av de höga priser som råder.

Figur 28 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 i december 2022 jämfört med motsvarande månad 2021 (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2414 kWh december). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.