

SVENSKA KRAFTNÄT

Långsiktig marknadsanalys LMA2026

Webbinarium för aktörer och intressenter

Juni 2026



○ Praktiskt

- Tid för frågor och kommentarer efter presentationen
- Skriv din fråga/kommentar i chatten
- Alla frågor kommer att besvaras
- Webbinariet kommer inte kunna ses i efterhand, men presentationen kommer delas
- De frågor vi inte kan besvara under mötet besvaras skriftligt efter mötet och publiceras på eventsidan: [Webbinarium: Presentation av långsiktig marknadsanalys 2026 | Svenska kraftnät](#)



Innehåll

1. Introduktion

- Vad LMA är och dess syfte
- Metod och avgränsningar

2. Scenarierna i LMA2026

- Övergripande scenariobeskrivning
- Bränsle- och utsläppsriktpriser
- Efterfrågan på el
- Överföringskapacitet
- Kostnad och potentialer elproduktion
- Utveckling av elproduktion
- LMA2026 jämf med LMA2024

3. Resultat och Analys

Resultat och analys

- Elenergibalans
- Handelsflöden
- Elmarknadsnytta överföringskapacitet
- Elpriser
- Resurstillräcklighet
- Kostnad balansering
- Utbyggnadstakt elproduktion

4. Slutsatser

- Sammanfattade budskap



Vad LMA är och dess syfte

- Scenarier över olika utvecklingsvägar för elsystemet till 2050
- Modelleras och simuleras i elmarknadsmodell
- Scenarierna är analysverktyg och inte prognoser
- Stödja Svenska kraftnäts långsiktiga planering av kraftsystemet, t.ex. underlag till samhällsekonomiska analyser
- Scenarierna kommer spela en viktigare/annan roll med Svenska kraftnäts utökade ansvar för långsiktig elsystemplanering

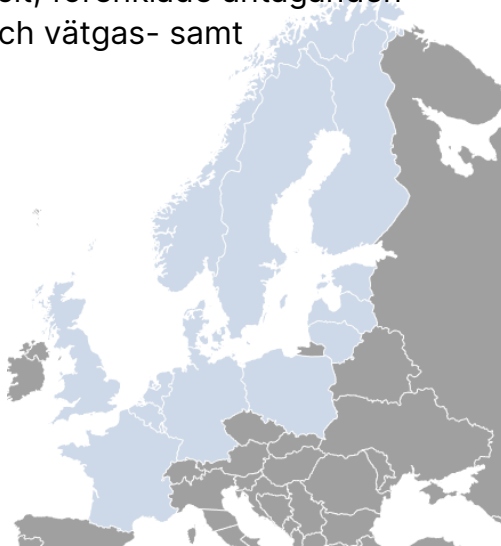




Metod och avgränsningar

Vad modelleras?

- Norden och utvalda europeiska länder optimeras (ljusblå länder i kartbild nedan)
- Resterande länder som "fixa flöden"
- Analysår är 2040 och 2050, 2026 som referens
- Enbart elsystemet explicit, förenklade antaganden om koppling mellan el och vätgas- samt värmesystem
- Dagens elområden

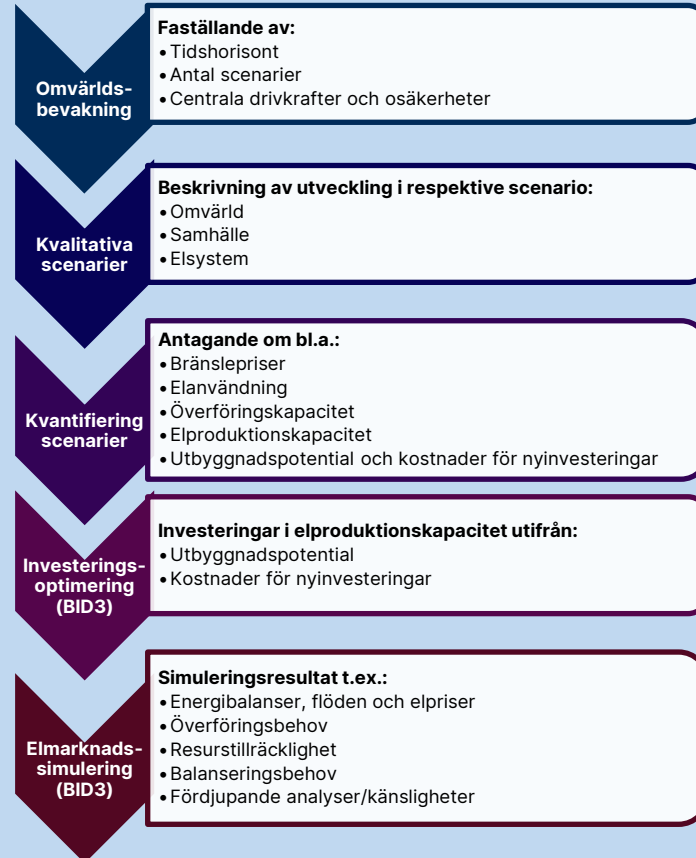




Metod och avgränsningar

Hur det modelleras?

- Elmarknadsmodellen BID3
- NTC-modellering
- Simulering i två steg:
 - Investeringsmodellering
 - Endogen utbyggnad av produktion utifrån antaganden investeringskostnader och utbyggnadspotentialer
 - Historisk väderdata 5 väderår
 - Tvåtimmars-upplösning
 - Elmarknadssimulering
 - Historisk väderdata 44 väderår
 - Timupplösning



• Scenarierna i LMA2026

Fokus Sverige



Övergripande beskrivning

Låg förnybart (LF)

- Lägre elektrifieringstakt
- Befintlig kärnkraft livstidsförlängs delvis (3 reaktorer)
- Tillkommande produktion huvudsakligen förnybar kraft

Medel mixat (MM)

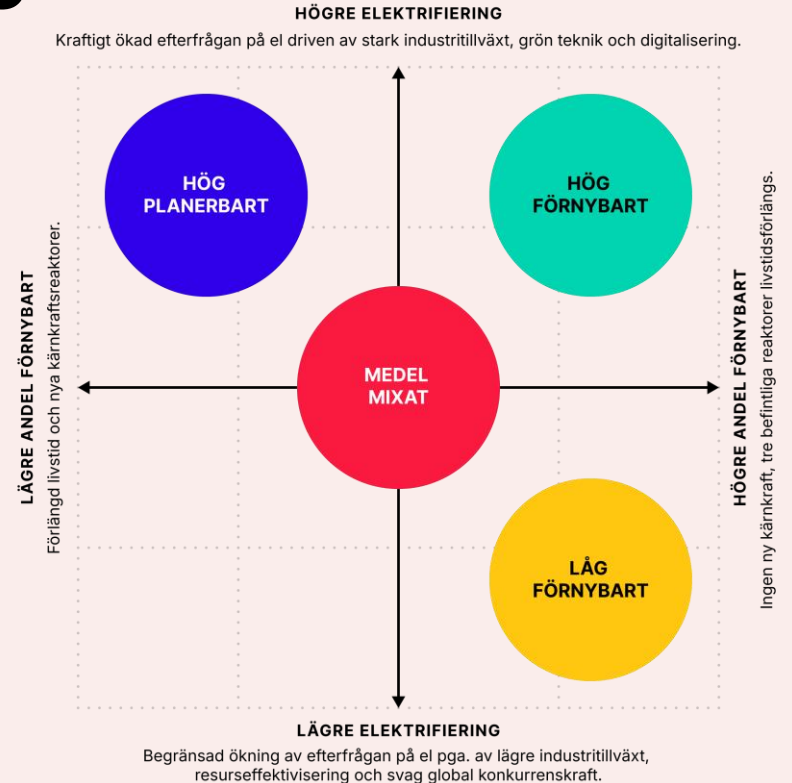
- Medelhög elektrifieringstakt
- Befintlig kärnkraft livstidsförlängs
- Viss utbyggnad av ny kärnkraft

Hög planerbart (HP)

- Hög elektrifieringstakt
- Befintlig kärnkraft livstidsförlängs
- Omfattande utbyggnad av ny kärnkraft

Hög förnybart (HF)

- Hög elektrifieringstakt
- Befintlig kärnkraft livstidsförlängs delvis (3 reaktorer)
- Tillkommande produktion huvudsakligen förnybar kraft





Bränsle- och utsläppsrättspriser

Antaganden om framtida bränslepriser

- Pris på stenkol, naturgas och CO₂-utsläppsrätter baseras på WEO 2024 (STEPS-scenariot)
- Oljepriser baseras på råoljepris och historiska samband med Brentolja
- Vätgaspriser baseras på Statnetts LMA2024
- Övriga bränslepriser bygger på Svenska kraftnäts antaganden

Naturgas

- LNG får ökad betydelse jämfört med rörgas
- Utbudsöverskott fram till 2030 pressar priserna
- Priserna stiger därefter när marknaden balanseras

Kol

- Kraftigt prisfall fram till 2030 jämfört med 2022–2024
- Därefter stabil prisnivå som möjliggör fortsatt produktion och viss kapacitetsutbyggnad

Utsläppsrätt, bränsle eller SRMC	Enhet	2023	2030	2040	2050
CO2	EUR/ton	90,2	136,9	145,6	154,4
Råolja [Brent]	USD/Fat	86,2	82,4	80,3	78,2
Lätt eldningsolja	EUR/MWh	57,2	54,7	53,4	52,0
Tung eldningsolja	EUR/MWh	40,0	38,2	37,2	36,2
Stenkol	EUR/MWh	17,9	9,4	9,5	8,8
Naturgas	EUR/MWh	42,9	23,5	27,4	27,8
Uran	EUR/MWh	1,7	1,7	1,7	1,7
Biomassa	EUR/MWh	23,1	30,0	30,0	30,0
Pellets	EUR/MWh	43,8	50,0	50,0	50,0
Torv	EUR/MWh	16,9	17,0	17,0	17,0
Biogas	EUR/MWh	70,0	70,0	70,0	70,0
Vätgas import	EUR/MWh	-	70,0	65,0	65,0
Brunkol	EUR/MWh	5,0	5,0	5,0	5,0
Oljeskiffer	EUR/MWh	10,3	10,0	10,0	10,0
SRMC kolkondens	EUR/MWh	113,0	125,7	127,2	126,9
SRMC Gaskombi	EUR/MWh	111,5	89,4	96,0	96,2
SRMC Gaskombi (vätgas)	EUR/MWh	-	127,5	114,6	110,8



Efterfrågan på el

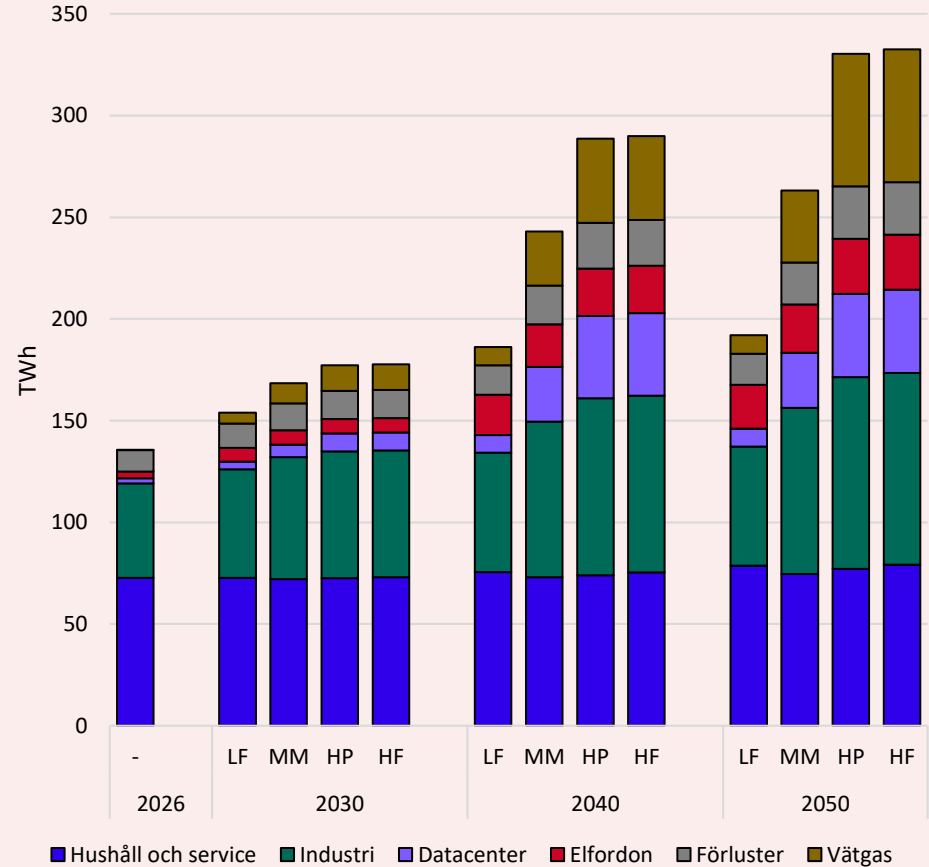
Elanvändning Sverige år 2050 (LMA2024)

- LF: ca. 190 TWh (208)
- MM: ca. 260 TWh (265)
- HP/HF: ca. 330 TWh (365)

Störst efterfrågeökning

- Fossilfritt järn- och stål
- Datacenter
- Vätgasproduktion
- Elfordon

Årselanvändning i Sverige, TWh





Överföringskapacitet

- Samma utveckling av överföringskapaciteten antas i samtliga scenarier.
- Endast projekt med fattade inriktningsbeslut:
 - Snitt 1 förstärks till 3 600 MW (+300 MW)
 - Snitt 2 förstärks till 10 700 MW (+3 400 MW)
- Befintlig överföringskapacitet antas kvarstå under hela analysperioden trots att flera förbindelser når sin tekniska livslängd före 2050.
- Scenarierna ska delvis fånga framtida kapacitetsbehov, vilket innebär att överföringskapaciteten – särskilt mot 2050 – kan vara underskattad.

Driftår	Snitt	Förändring (MW)	Total (MW)	Information/Namn
2027	DK1 ↔ DE	+1 000	3 500	Steg 2 Jylland-Tyskland
2028	SE2 ↔ SE3	+800	8 100	Förstärkning Snitt 2
2032	NO4 ↔ FI	+150	150	Back-to-back-förbindelse
2034	SE2 ↔ SE3	+1500	9 600	Förstärkning Snitt 2
2035	SE3 ↔ DK1	+285	1 000	Konti-Skan Connect (förnyelse Konti-Skan 1 och 2)
2035	SE2 ↔ SE3	+750	10 350	Förstärkning Snitt 2
2037	DK2 ↔ DK2BH DK2BH ↔ DE	+1 200 +2 000	1 200 2 000	Förbindelse via Bornholm energi-ö
2038	FI ↔ EE	+684	1 700	Estlink 3
	SE2 ↔ SE3	+350	10 700	Förstärkning Snitt 2
	SE1 ↔ SE2	+300	3 600	Snitt 1 Väst - reinvestering med kapacitetsökning
2040	DK1 ↔ DK1NS	+1 200	1 200	
	DK1NS ↔ DE	+2 000	2 000	Förbindelse via Nordsjö energi-ö



Utveckling av elproduktion

Vattenkraft: Liten ökning i scenarierna (pumpkraft)

Bef. kärnkraft: Alla sex reaktorer livstidsförlängs i MM och HP. I LF och HF livstidsförlängs tre reaktorer

Ny kärnkraft: Tillåts i alla scenarier, stor utbyggnad sker i HP. 1 500 MW byggs med stöd i MM och HP

Kraftvärme: Minskning i samtliga scenarier, men värnas delvis i MM och HP

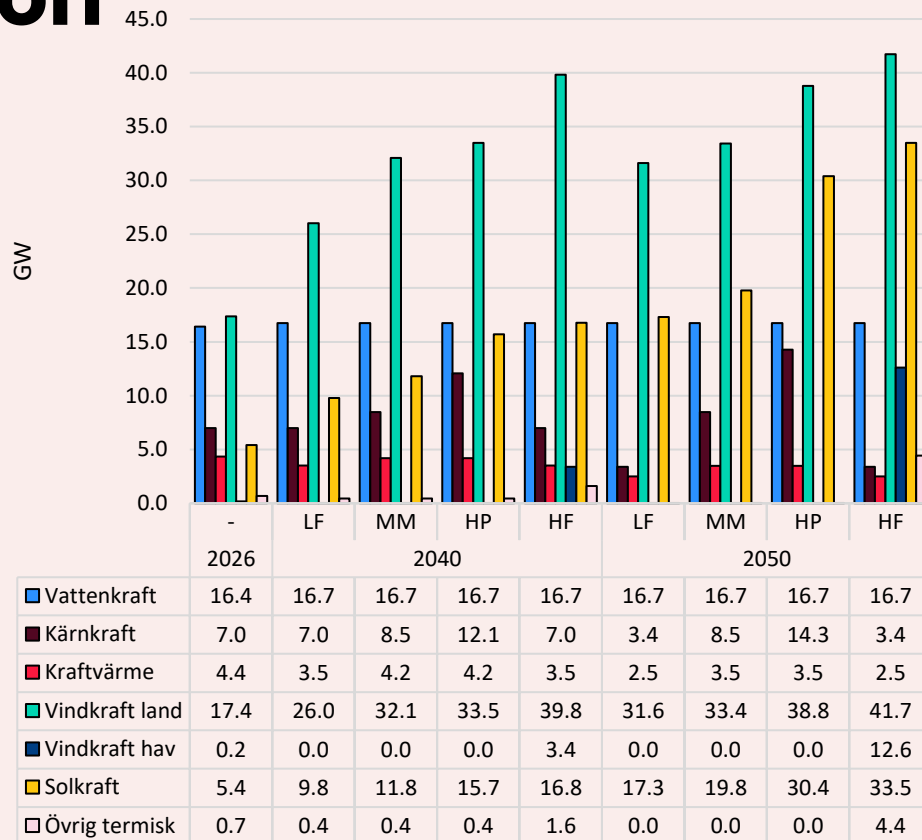
Landbaserad vindkraft: Stor utbyggnad. Kannibaliseringseffekter i (främst) HF bromsar fortsatt utbyggnad

Havsbaserad vindkraft: Enbart kommersiell utbyggnad i HF där stödsystem antas i viss utsträckning.

Solkraft: Relativt hög utbyggnad i samtliga scenarier

Övrig termisk: Gaskraft komplement till intermittenta elproduktion i HF

Produktionskapacitet i Sverige, GW



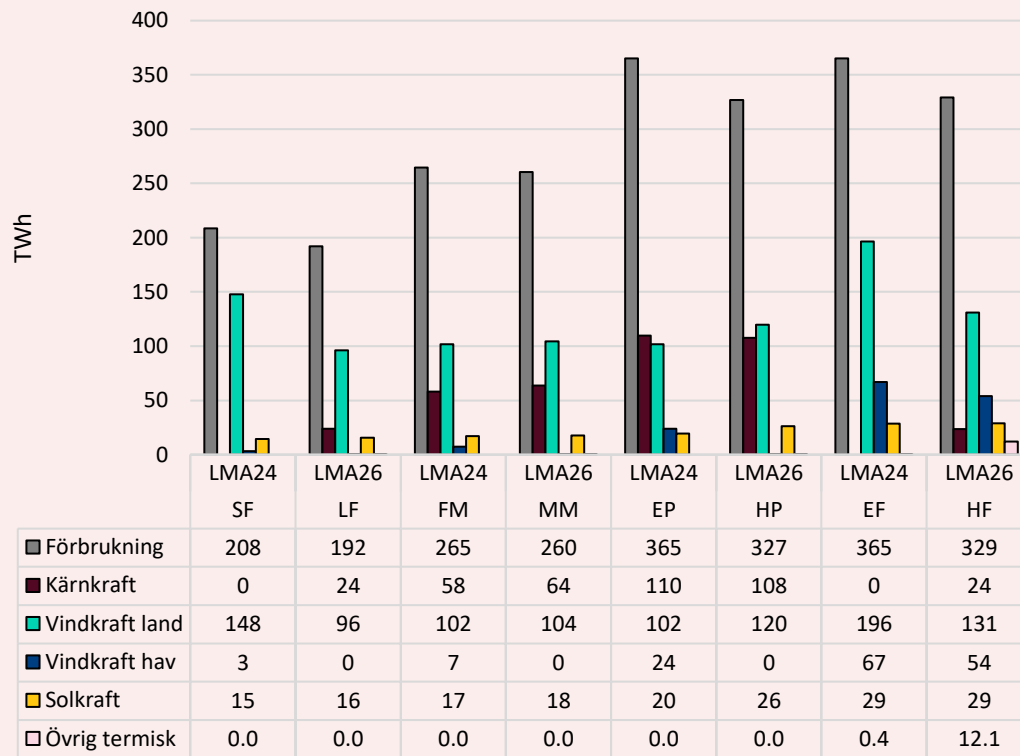
LMA2026 jämf LMA2024

Förändringar i LMA 2026 jämfört med LMA 2024:

- Lägre elanvändning
 - Framför allt lägre elanvändning till fossilfritt stål med vätgas i SE1
- En del av kärnkraften (3 reaktorer) finns kvar även i förnybara scenarier LF och HF
- Mindre landbaserad vind i LF och HF
- Endast havsbaserad vind i HF-scenariot
- Något mer solkraft i HP
- Mer gaskraft i HF, behövs viss mängd av planerbar produktion

Generellt mindre ändringar i scenarier trots stor förändring i metodik!

Förändring i förbrukning och valda kraftslag i LMA2026 jämfört med LMA2024



• Resultat och Analys



Elenergibalans

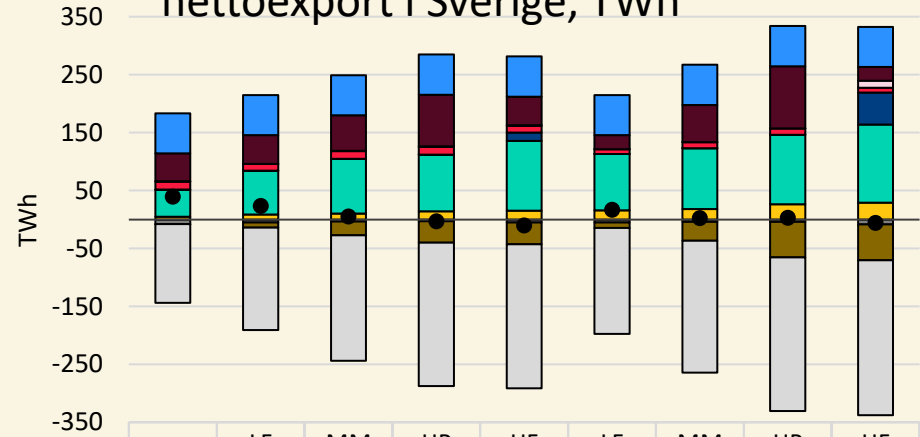
Sveriges årsbalans på el minskar

- Elanvändningen ökar mer än elproduktionen
- Kraftig minskning av nettoexport jämfört med 2026
- Nettoimport i HP (2040) och HF

Andel produktion från sol och vind ökar

- Sol- och vindkraft ökar kraftigt i alla scenarier
- Andel av total elproduktion: 28 % år 2026
- Andel år 2050: 53 % (LF), 46 % (MM), 44 % (HP), 66 % (HF)

Elproduktion, elanvändning och nettoexport i Sverige, TWh



	-	LF	MM	HP	HF	LF	MM	HP	HF
	2026	2040				2050			
Prod. total	183	215	249	285	282	215	267	334	333
Kons. total	-136	-186	-240	-284	-286	-192	-260	-327	-329
Vattenkraft	69	69	69	69	69	69	69	69	69
Kärnkraft	48	49	61	89	49	24	64	108	24
Övrig termisk	1	0	1	1	1	0	0	0	12
Kraftvärme	13	11	13	13	11	8	11	11	8
Vindkraft hav	1	0	0	0	14	0	0	0	55
Vindkraft land	47	76	94	98	121	97	105	120	135
Solkraft	5	9	11	14	15	16	18	26	29
Kons. övrig	-136	-177	-216	-247	-248	-183	-228	-265	-267
Kons. vätgas	0	-9	-24	-37	-38	-9	-33	-62	-62
Spill	-8	-5	-3	-3	-5	-5	-4	-4	-8
Nettoexport	40	24	5	-3	-10	17	2	3	-5



Elenergibalans

SE1: största förändringen bland elområdena

- Kraftig ökning av efterfrågan på el
- Underskott i MM, HP (störst) och HF
- LF fortsatt nettoexport

SE2: fortsatt stort elöverskott i samtliga scenarier

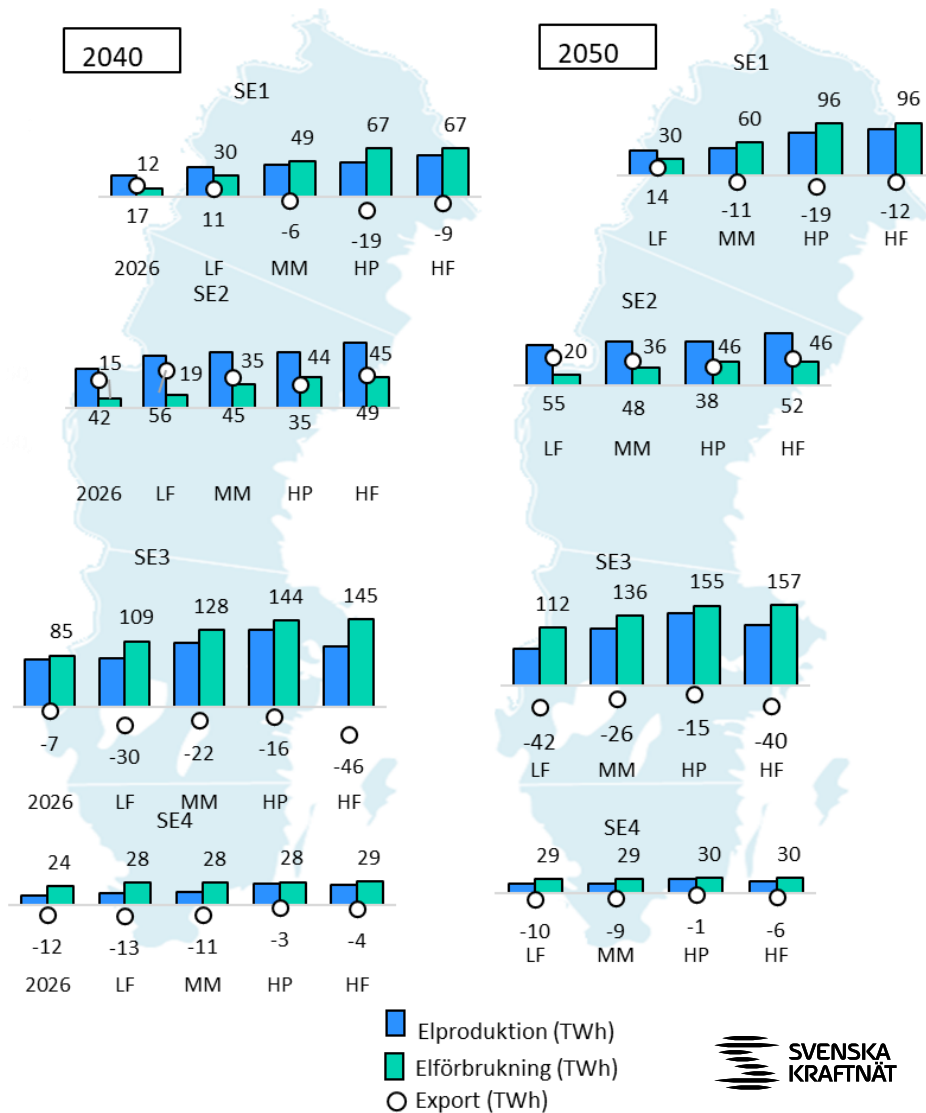
- Ökat överskott jämfört med 2026
- Undantaget HP pga. lägre potential landvind jämf. med HF

SE3: ökande elunderskott i samtliga scenarier

- Kraftig ökning av efterfrågan på el
- Störst underskott i LF och HF, med lägre kärnkraft

SE4: minst skillnad mellan scenarierna

- Förbättrad årselbalans till 2050, främst i HP och HF
- Liten ökning i elefterfrågan, sol- och vindkraft (land) tillkommer
- I HP ny kärnkraft och HF havsbaserad vind i SE4





Handelsflöden

Snitt 1

- Norrgående nettoflöde i alla scenarier utom LF

Snitt 2

- Ökad elanvändning i norra Sverige bidrar till minskade nettoflöden
- Större nettoflöden i LF och HF med mindre kärnkraft

Snitt 4

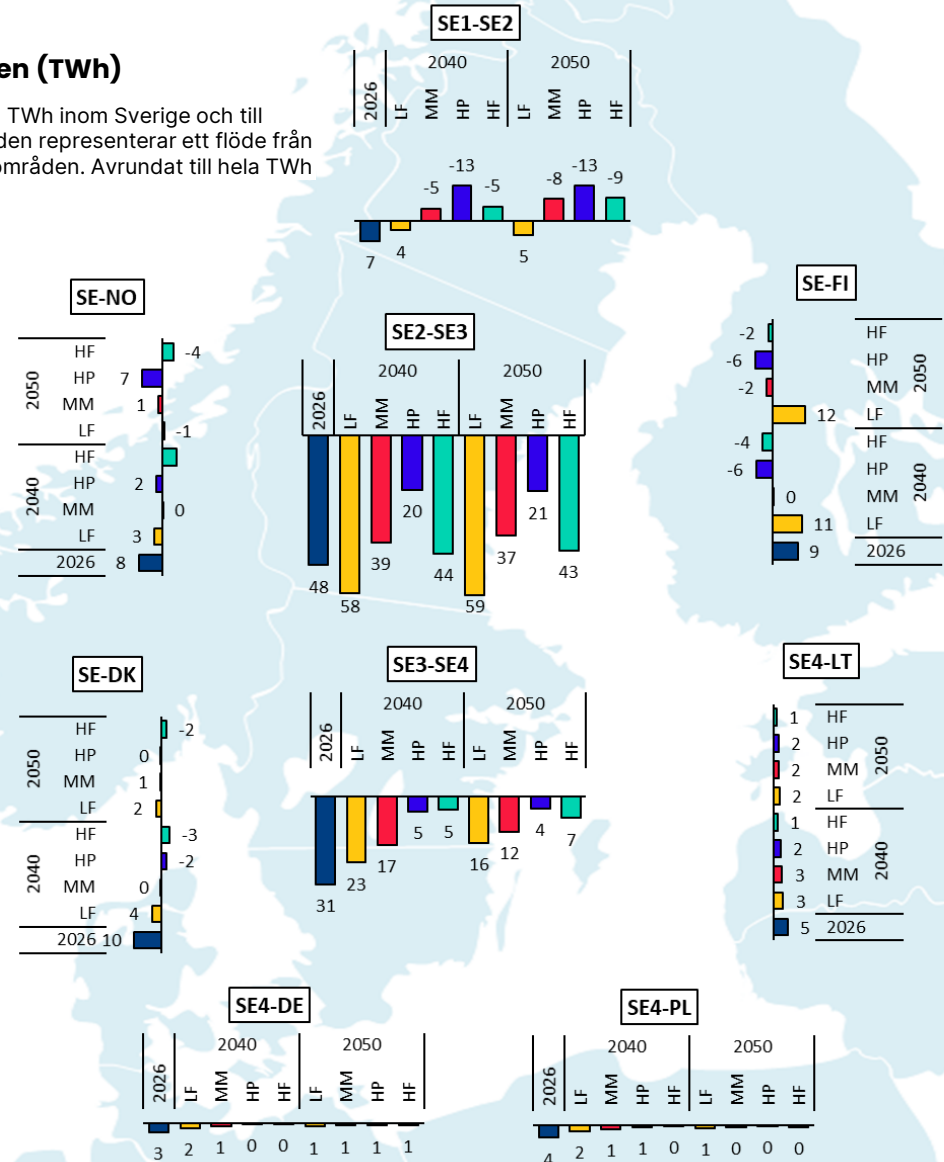
- Förbättrad energibalans för SE4 och minskad nettoexport minskar nettoflöden

Utlandsförändelser

- Minskad export - nettoflödet mot DK1, DE, PL och LT är nära noll
- Men kablarna utnyttjas i hög grad i båda riktningarna

Nettoflöden (TWh)

Årsvisa nettoflöden i TWh inom Sverige och till grannländer. Positiva värden representerar ett flöde från den första till den andra områden. Avrundat till hela TWh



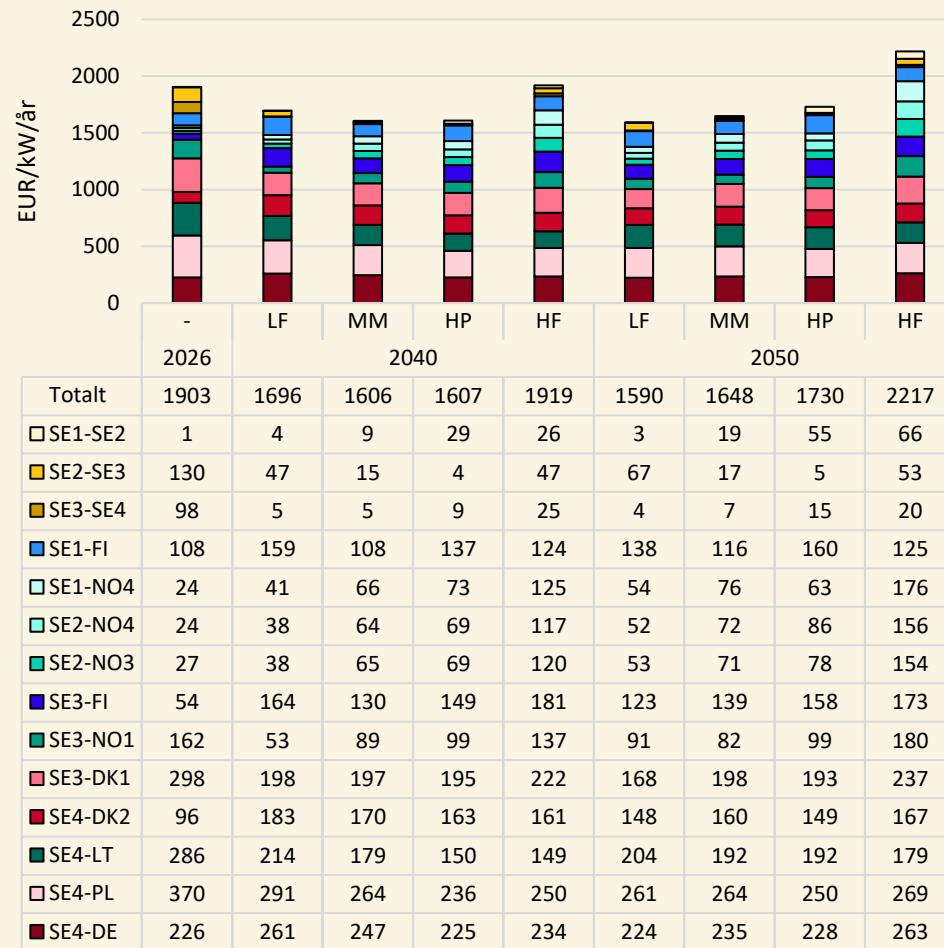


Elmarknadsnytta av överföringskapacitet

Övergripande resultat

- HF högst samlad elmarknadsnytta/störst behov av överföringskapacitet
- Störst nytta mot Polen, Litauen, Tyskland och DK1
- Ökande nytta av överföringskapacitet mellan SE1 och angränsande områden
 - framför allt i scenarier med högst förbrukning

Uppskattad total elmarknadsnytta för utbyggd överföringskapacitet om 500 MW





Elpriser

Utjämnning av prisskillnader

Prisskillnader mellan Sceriges elområden och mellan Norden och kontinenten minskar:

- Större förbrukningsökning där priserna är låga (SE1, SE2)
- Produktion byggs främst där priserna är höga
- Överföringskapacitet byggs ut (t.ex. Snitt 2)
- På lång sikt bestäms priser av kostnad för att bygga ny produktion och betalningsvilja hos konsumenter

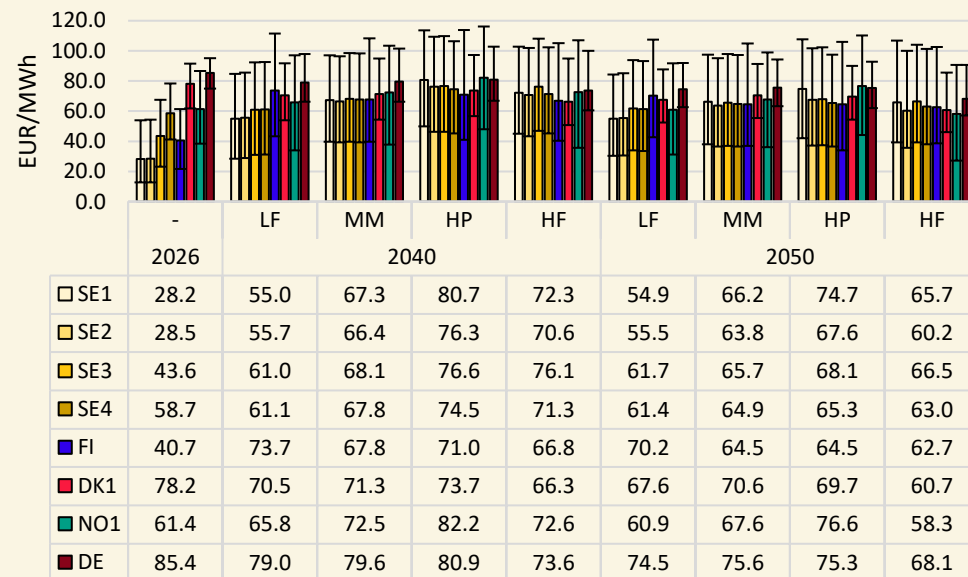
Priserna i scenarierna ej prognoser

- Beaktar inte fullt ut utbyggnad av överföringskapacitet och långsiktig priskänslighet i elanvändningen

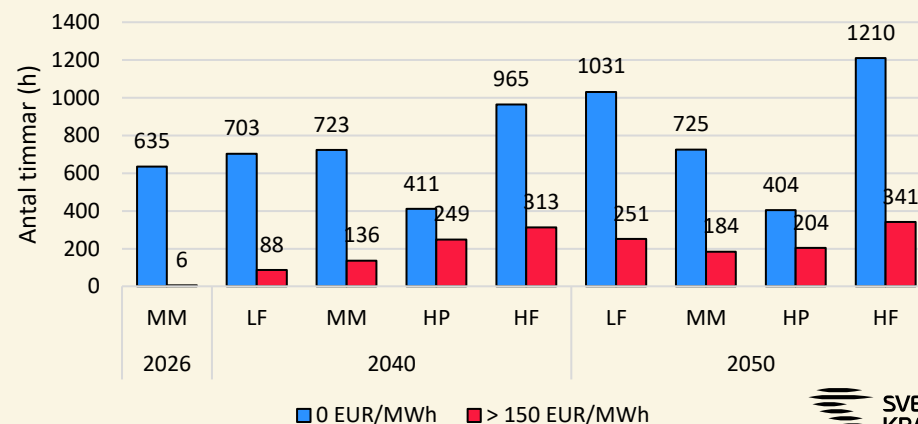
Prisvolatiliteten ökar

- Fler timmar med höga priser
- Fler timmar med låga priser (undantaget HP-scenariot)

Simulerade elpriser (EUR/MWh)



Timmar per år med låga respektive höga priser





Resurstillräcklighet

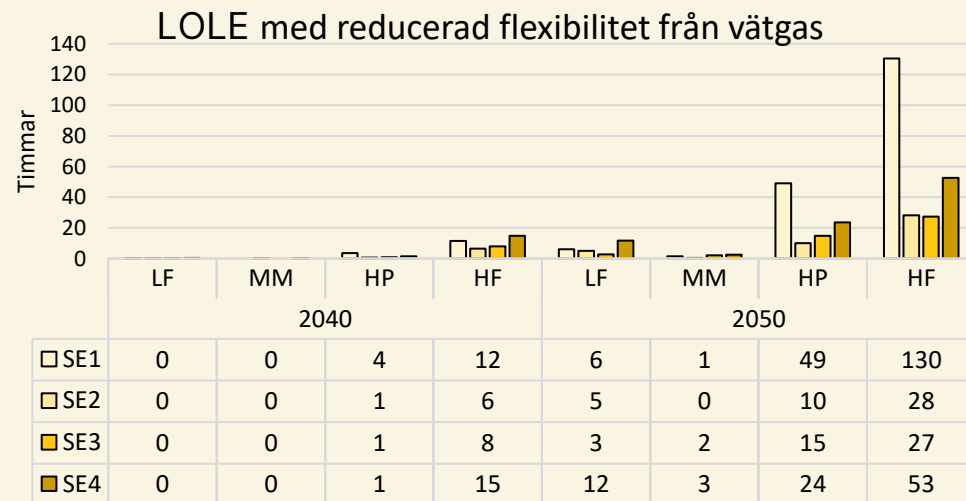
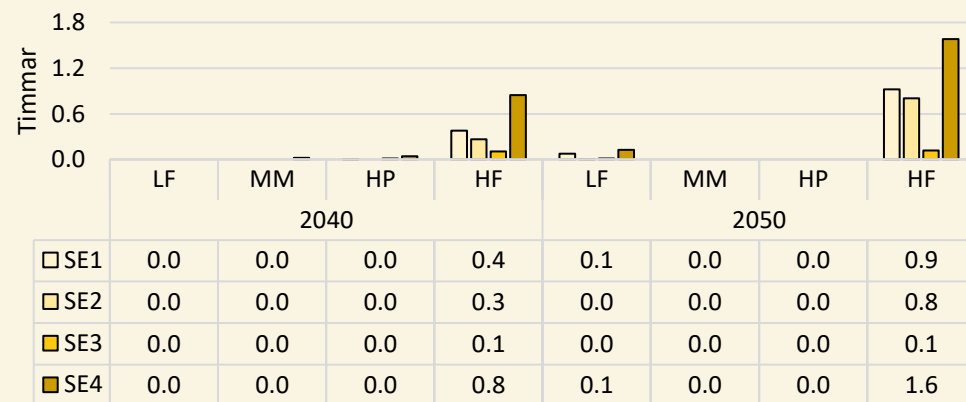
Simulering

- Elmarknadssimuleringar med oplanerade avbrott på kraftverk och förbindelser
- Totalt simuleras varje analysår 264 gånger
- Två simuleringsfall:
 - Basscenarioer
 - Känslighet med reducerad flex från vätgas

Resultat

- God resurstillräcklighet när flexibilitet inkluderas
- Många timmar med effektbrist med reducerad flex från vätgas
- Flexibilitet i vätgasproduktionen är en nyckelförutsättning för de mest elintensiva scenarierna.

LOLE (Loss of load expectation), dvs. det förväntade antalet timmar med effektbrist

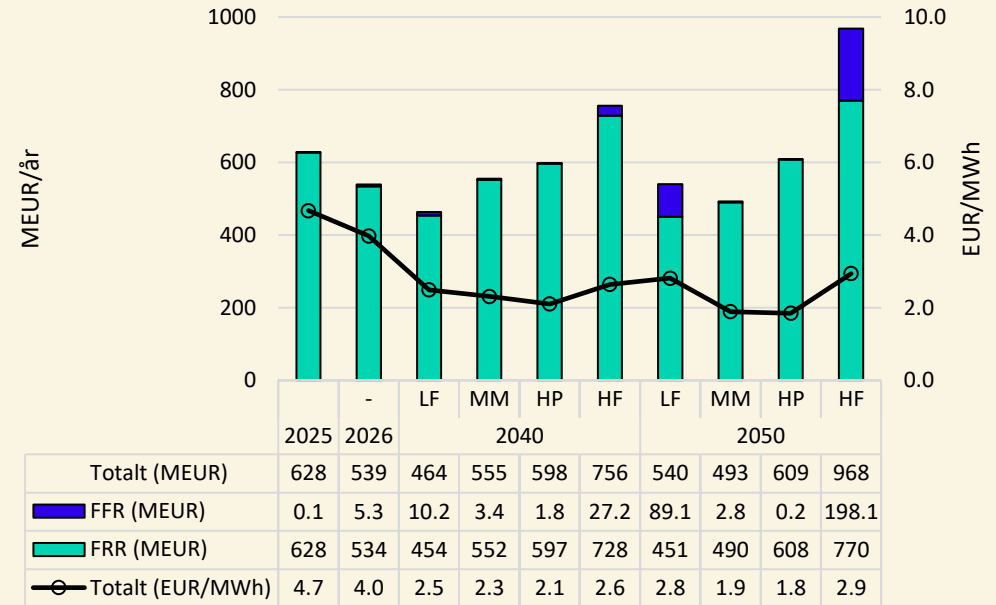




Kostnad balansering

- **Uppskatta kostnader för frekvensreserver:**
 - FFR + nedreglering av förnybar produktion för att öka rotationsenergi
 - FRR för att hantera prognososäkerhet
 - Övriga reserver, FCR-N och FCR-D, förväntas inte skilja mellan scenarier
- **Antag att kostnader för reserver sätts av batterier**
- **Kostnadsuppskattning:**
 - Kostnad på cirka 2-3 EUR/MWh år 2050
 - Ökat behov av reserver kompenseras av minskade batterikostnader
 - Stor kostnad för nedreglering av förnybar produktion i LF/HF 2050, kan bli betydligt lägre med andra åtgärder för frekvensstabilitet
 - Skillnad i kostnad mellan HF och HP motsvarar 1,1 EUR/MWh utslaget på förbrukningen

Kostnadsuppskattning för balansering i scenarierna (exklusive FCR)





Ingen förnyelse av utlandskablar

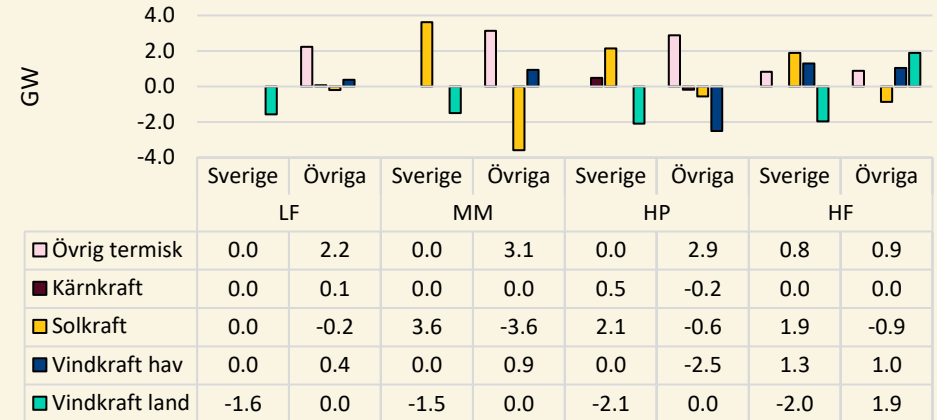
Simulering

- Ny investeringsoptimering utan kapacitet motsvarande: Swe-Pol link, Baltic Cable, Fenno-Skan 1 samt Konti-Skan 1, 2
- Totalt avvecklas 2,3 GW överföringskapacitet mellan Sverige och Polen, Tyskland, Finland och Danmark

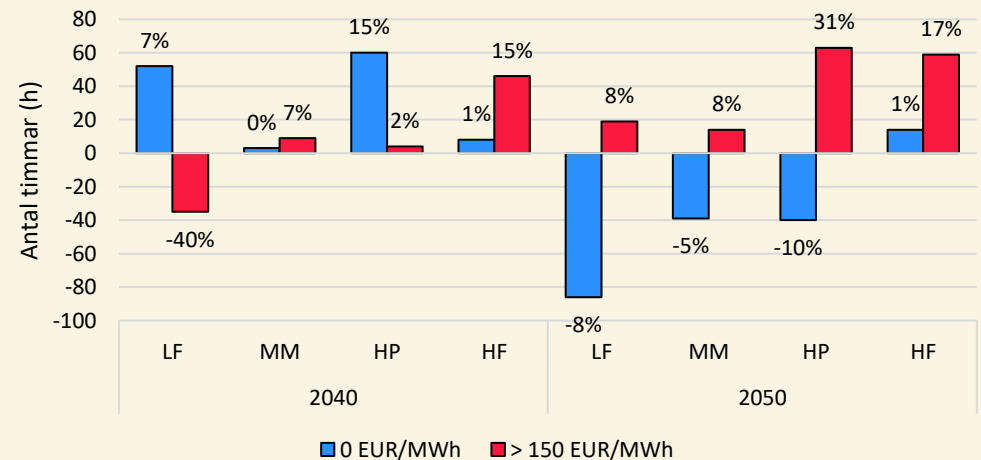
Resultat

- Behovet av planerbar termisk produktion ökar, främst i de länder som förbindelsen ansluter till
- Mindre landbaserad vind och mer solkraft i Sverige
- Minskade handelsmöjligheter ger sämre lönsamhet för vindkraft och mindre möjligheter till prisutjämning
- Fler timmar med höga priser i Sverige till 2050

Förändring av installerad kapacitet år 2050 då HVDC-förbindelserna inte förnyas



Förändring av antal timmar med högt/lågt elpris





Utbyggnadstakt

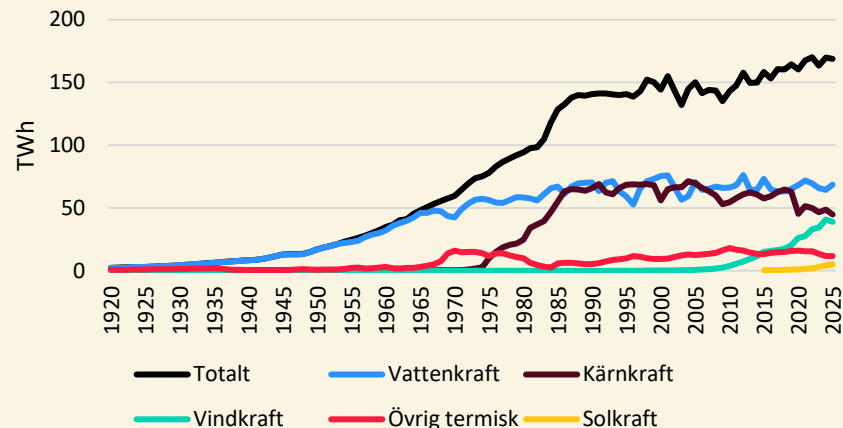
Historik 1920-2025, maximal utbyggnad under 10 år:

- Cirka 5 TWh per år under kärnkraftsutbyggnad
- Cirka 3 TWh per år under vindkraftsutbyggnad

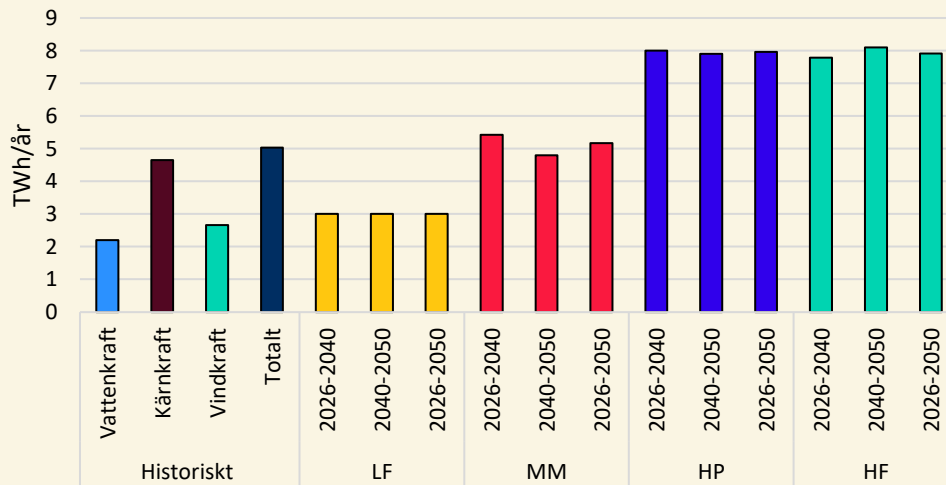
Scenarierna, utbyggnad under 25 år:

- LF – cirka 3 TWh dvs samma som för vindkraft
- MM – cirka 5 TWh per år dvs samma som totalt
- HF/HP – cirka 8 TWh per år, dvs. 60% högre än totalt
- **OBS:** behov av att förnya delar av nuvarande landbaserade vindkraft ingår i utbyggnaden

Svensk elproduktion, totalt och per kraftslag, från 1920-2025, TWh



Maximal utbyggnadstakt historiskt under 10 år samt i LMA-scenarierna



• Slutsatser



Sammanfattade budskap

Ökad elanvändning och omställning

- Kraftigt ökad elanvändning driven av industritillväxt, grön teknik och digitalisering
- Efterfrågan nedreviderad sedan LMA2024 men fortsatt tydligt ökande
- Stor osäkerhet kopplad till industriprojekt och växande datacenter

Utbyggnadsbehov i elsystemet

- Kräver historiskt stor utbyggnad av ny elproduktion (~8 TWh/år i högsценarier)
- Stora investerings- och implementeringsutmaningar

Elpriser och överföring

- Ökande elpriser samtidigt som prisskillnader minskar
- SE1 får högst priser i scenarier med hög elanvändning
- Snitt 1 är största interna flaskhalsen; SE1 blir nettoimportör
- Störst nyttor i utlandsförbindelser mot DE, PL, LT och DK1
- Utebliven HVDC-förnyelse ökar behovet av termisk kapacitet och höjer prisvolatilitet på längre sikt.





Sammanfattade budskap

Mer variabelt och mindre förutsägbart system

- Mer vind- och solkraft ger ökad volatilitet och fler extrema driftlägen
- Högre prisvariationer och större behov av reserver
- Flexibel efterfrågan och handel blir viktigare för balansering

Flexibilitet och resurstillräcklighet

- God resurstillräcklighet i alla scenarier, men kräver omfattande utbyggnad av elproduktion
- Vätgasflexibilitet är avgörande för systemets robusthet i scenarier med hög elektrifieringsstakt

Stabilitet och systemdrift

- Lägre andel synkrongenerering ökar krav på stabilitetsåtgärder
- Utmaningar med låg rotationsenergi i vissa scenarier
- Nya lösningar behövs, t.ex., nätformande omriktare, FFR, synkronkompensatorer och E-STATCOMs
- Kostnader för stabilitet ökar men är relativt begränsade i systemperspektiv



Tack!

- Kort paus -
därefter frågestund