

Stabilitet på elmarkedet gennem den grønne omstilling

Økonomi 10. semesters speciale

Martina Dybdahl

Natalia Brask Larsen

Tim Brøndsted





AALBORG UNIVERSITET
STUDENTERRAPPORT

Økonomi
Aalborg Universitet
<http://aaau.dk>

Titel:

Stabilitet på elmarkedet
gennem den grønne omstilling.

Emne:

Speciale.

Projekt:

10. semester.

Projektperiode:

Forårssemester 2025.

Deltagere:

Martina Dybdahl - 20193905

Natalia Brask Larsen - 20203608

Tim Brøndsted - 20194799

Vejleder:

Joachim Hagbart Madsen

Sidetal: 147 + forside

Antal normalsider: 74,5

Anslag: 178.869

Afsluttet 03/06-2025

Rapportens indhold er frit tilgængeligt.

Abstract

Electricity markets face new challenges tied to the integration of renewable energy sources as the green transition accelerates. This thesis focuses on the area DK1 in Denmark, where wind power constitutes a major share of electricity production. By examining the Danish electricity market through a combination of theoretical insights and econometric analysis, this thesis explores the dynamics of price formation and market stability.

By utilizing a critical realist perspective, it allows for both statistical modeling and reflection on underlying mechanisms. Applying several quantitative methods such as VAR, GARCH-X, and regime-switching models allows this thesis to investigate how increased wind production influences electricity prices in the short and long term, by drawing on daily and monthly data from 2007 to 2024. The findings hereof indicate that while rising wind capacity tends to reduce average electricity prices through the merit-order effect, it also contributes to greater volatility in the energy prices because of its dependency on the weather.

The analysis highlights a structural tension within the market, as factors that support decarbonization may lead to less stable price dynamics. Periods of low wind or solar output may cause instability, as the lack of flexible capacity opportunities can amplify fluctuations. On the contrary, overproduction risks driving prices negative, which raises concerns about investment incentives and market viability in the long term. Evidently, the green transition and price stability are not mutually exclusive, however, the alignment depends on regulatory frameworks, expansion of storage technologies, and flexible consumption patterns.

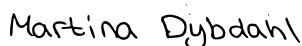
This thesis seeks to deepen the understanding of how the integration of renewable energy sources reshapes electricity markets, and under which conditions a stable and sustainable future is achievable. In conclusion, the transition to green energy alters the energy mix in electricity production and reshapes market dynamics, thus highlighting the need for deliberate efforts to align sustainability with stability.

Forord

Dette speciale er udarbejdet af tre økonomistuderende på 10. semester fra Aalborg University Business School. Specialet er skrevet i L^AT_EX og delt via Overleaf i foråret 2025. Specialet beskæftiger sig med stabilitet på elmarkedet gennem den grønne omstilling, hvori analysen til dette speciale er foretaget i programmet R. Vi vil gerne som gruppe rette stor tak til vores vejleder Joachim Hagbart Madsen for gode råd og godt samarbejde gennem hele forløbet.

Læsevejledning

Hele afsnit, som er inspireret af bestemte referencer, bliver tilføjet som en fodnote i overskriften af hvert afsnit. Hvis der direkte refereres til en kommentar, står dette som: (Forfatter, Årstal) direkte i teksten.



Martina Dybdahl

mdybd19@student.aau.dk



Natalia Brask Larsen

nfrant20@student.aau.dk



Tim Brøndsted

tbrand19@student.aau.dk

Indholdsfortegnelse

Abstract	i
Forord	iii
1 Indledning	1
1.1 Problemformulering	3
1.2 Afgrænsning	3
2 Videnskabsteori & Metodologi	7
2.1 Ontologi	7
2.2 Epistemologi	7
2.3 Videnskabsteoretisk tilgang	8
3 Introduktion til elmarkedet	11
3.1 Elmarkedets opsætning	11
3.1.1 Markedskobling	14
3.1.2 Handel på elmarkedet	15
3.2 Prismekanismen på elmarkedet	15
3.2.1 Priselasticitet	17
3.2.2 Merit-order effekten	19
4 Litteraturgennemgang	23
4.1 Historisk gennemgang af energimarkedet i Danmark	23
4.2 Danmark sammenlignet med andre lande	25
4.2.1 Volatilitet	27
4.3 Fremtidige udsigter	29
4.4 Anden litteratur	30
4.4.1 Case om det tyske elmarked	30

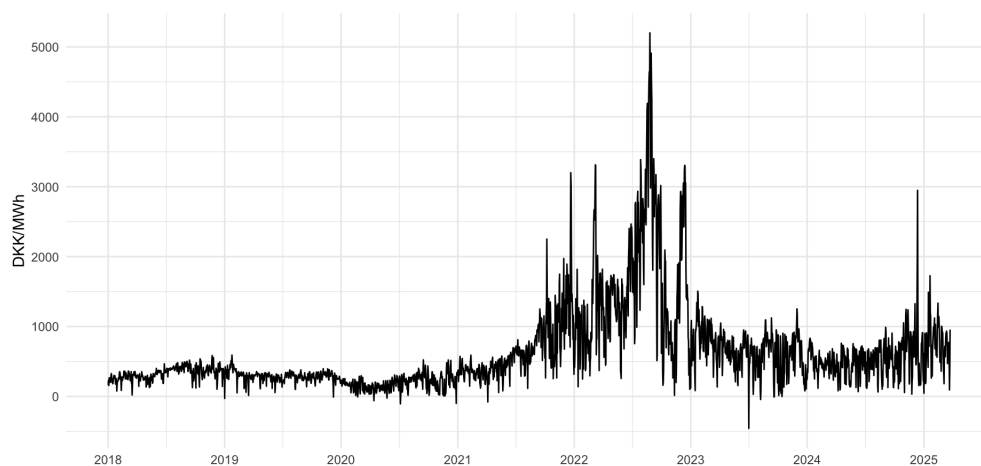
4.4.2	Case om det danske elmarked	32
4.5	Opsummering	33
4.6	Projektets bidrag til den eksisterende litteratur	34
5	Økonometrisk metode	35
5.1	Vektor autoregressive modeller (VAR)	35
5.2	Strukturelle VAR-modeller (SVAR)	37
5.2.1	Impuls-respons funktionen	39
5.2.2	Forecast error variance decomposition (FEVD)	40
5.3	Volatilitetsmodeller	40
5.3.1	Autoregressive heteroskedastiske modeller (ARCH)	41
5.3.2	Generaliseret ARCH-modeller (GARCH)	42
5.4	Lineær regressionsmodel	44
5.4.1	Markov-regimeskift	45
5.5	Opsummering	46
6	Data & modeldiagnostik	49
6.1	Valg af variable	49
6.2	Modeldiagnostik	54
6.2.1	Daglige elpriser	54
6.2.2	Månedlige elpriser	59
6.3	Opsummering	62
7	Kortsigtet analyse af elprisen	65
7.1	VAR-analyse	65
7.1.1	Identifikation af variable	65
7.1.2	Valg af lag	67
7.1.3	Strukturel analyse	69
7.2	Volatilitetsanalyse	73
7.2.1	GARCH-X(1,1) model	75

7.3	Opsummering	77
8	Langsigtet analyse af elprisen	79
8.1	Regressionsanalyse	79
8.2	Regimeskift	82
8.3	Stigning i vindproduktionen	87
8.4	Fremtidige udsigter	90
8.5	Opsummering	97
9	Diskussion	99
9.1	Modelkontrol	99
9.1.1	Valg af variable	100
9.2	Kortsigtet analyse	101
9.3	Langsigtet analyse	102
9.4	Kannibalisering	104
9.5	Fremtidige udsigter	107
10	Konklusion	109
11	Bibliografi	111
A	Økonometrisk metode	117
A.1	Stationaritet	117
A.1.1	ADF-testet	117
A.1.2	VMA-repræsentation	118
A.2	ARCH-effekter	118
A.3	Mindste kvadraters estimation (OLS)	119
A.4	Maksimum likelihood estimation (MLE)	120
B	Databehandling	123
B.1	STL-dekomposition	123

B.2	Datasæt	125
B.2.1	Daglige elpriser variable	126
B.2.2	Stationaritet	129
B.2.3	Historisk illustration af variable	132
C	Kortsigtet analyse	135
C.1	VAR-model for vindproduktion og elforbrug	135
C.2	SVAR-modellen	137
C.2.1	SVAR-modellen for 2009	137
C.2.2	SVAR-modellen for 2024	139
C.2.3	Akkumulerede impuls-responsfunktioner	142
C.3	Robusthedsanalyse	143
D	Langsigtet analyse	145
D.1	Regressionsanalyse uden BNP	145
D.2	Udregning af gasprisudviklingen frem til 2030	146

1 | Indledning

Fokusset på den grønne omstilling har aldrig været større end den er i øjeblikket og rykker sig kontinuerligt på globalt plan. Den grønne omstilling er essentiel i kampen mod klimaforandringer, men er også, i takt med udviklingen, blevet en essentiel faktor i fremdriften af vækst og velfærd i verdensøkonomien. Energimarkedet spiller især en afgørende rolle i den grønne omstilling. Med udgangspunkt i EU udgør energimarkedet alene to tredjedele af hele EU's udslip af drivhusgasser. Derfor er det naturligt, at energimarkedet har fået stort fokus inden for den grønne omstilling. I EU stræbes der efter, at andelen af vedvarende energi skal udgøre 42,5% af det samlede forbrug, inden 2030, hvilket er en fordobling af andelen af vedvarende energi, sammenlignet med 2023 [Europa-Parlamentet, 2022]. EU tydeliggør, at denne omstilling ikke kun er nødvendig for den grønne omstilling, men også rent sikkerhedspolitisk. Herunder fokus på at gøre EU uafhængig af russisk gas. Ruslands invasion af Ukraine i 2022 var med til at forårsage en uset energikrise i Europa og styrkede Europas fokus på fremdriften af vedvarende energi. Med udgangspunkt i Figur 1.1 kan indflydelsen på elpriserne, af Ruslands invasion i Ukraine, aflæses.



Figur 1.1: Historisk oversigt over de gennemsnitlige daglige spotpriser for elektricitet i budområde DK1 i Danmark, for perioden 2018-01-01 til 2025-03-24.

Figur 1.1 viser de gennemsnitlige daglige elpriser i det danske område, DK1¹, for perioden januar 2018 til 24. marts 2025. Det kan aflæses, at 2022 har været et bemærkelsesværdigt år for høje priser på det danske elmarked, sammenlignet med tidligere og efterfølgende år. Indflydelsen fra Ruslands invasion af Ukraine resulterede i, at elpriserne i DK1 ramte en daglig gennemsnitspris på 5202,2 DKK/MWh d. 26. august 2022. De høje elpriser og volatilitet var som følge af Europas afhængighed af russisk gas. Krigen har resulteret i, at EU ikke kun vil have fokus på den grønne omstilling, men også fokus på at skabe et mere stabilt elmarked i fremtiden. Et elmarked som er selvforsynende og mindre påvirkeligt over for eksogene faktorer og fossile brændsler. Løsningen til et stabilt elmarked vil ifølge EU opnås gennem den grønne omstilling, som på sigt kan gå ind og stabilisere elpriserne [Europa-Parlamentet, 2024]. Med udgangspunkt i den grønne omstilling anses Danmark som værende et foregangsland inden for vindenergi. Vindenergi stod alene for 50% af danskernes energiforbrug i 2023, hvis import og eksport inkluderes [Denmark, 2024]. Det forventes yderligere, at vindenergien skal tredobles inden udgangen af 2035, hvorimod solenergien forventes at blive seksdoblet. Idet vind- og solenergi i gennemsnit producerer billigere elektricitet end fossile brændsler, forventes det, at udviklingen af vedvarende energi i Danmark vil være med til at sænke den gennemsnitlige elpris med ca. en tredjedel fra 2023 til og med 2035 [Branner and Ingholt, 2023]. Den markante stigning i andelen af de vedvarende energikilder vil som udgangspunkt også af og til resultere i overproduktion. Hertil skal der findes en løsning for at opbevare den overskydende produktion eller udnytte det, med henblik på at undgå negative priser.

Problematikken ved vedvarende energikilder, som vindkraft og solenergi, er, at de ikke er lige så regulerbare som fossile brændsler. Det vil sige, at de er afhængige af vejret og ikke kan reguleres i perioder, hvor der enten mangler vind eller sol. I takt med at kraftvarmeværker udskiftes med vedvarende energikilder, kan det derfor diskuteres, hvordan elpriserne vil opføre sig i perioder, hvor vedvarende energikilder ikke er tilgængelige. Nationalbanken

¹Det danske elmarked er opdelt i to budområder, DK1 og DK2, hvor DK1 omfatter det danske elmarked vest for Storebæltsbroen. Visualisering og yderlig forklaring findes i Afsnit 3.1.

foreslår endda, at færre kraftværker og mere vedvarende energi i sidste ende vil føre til større udsving i elpriserne [Branner and Ingholt, 2023]. Spørgsmålet ligger derfor i, om den grønne omstilling og stabilitet på elmarkedet i realiteten kan opnås simultant.

Med udgangspunkt i den stigende grad af politisk interesse for vedvarende energi er det derfor af relevans at undersøge, hvordan den grønne omstilling vil påvirke elmarkedet fremadrettet. Med forventningen om, at vindenergi skal tredobles inden 2035, er det interessant at undersøge, hvorvidt denne udvikling også er realistisk. På baggrund af denne forventning vil dette speciale derfor med kritiske øjne fokusere specifikt på det danske elmarked og op-sætningen herfor. Vil det i Danmark, hvor hovedfokus er vindenergi, være muligt at opnå EU's mål, om at reducere udledningen af drivhusgasser, samt opnå et stabilt elmarked? Ydermere vil det være interessant at undersøge, hvorvidt Danmark adskiller sig fra andre europæiske lande, og om Danmark i realiteten kan blive ved med at være et foregangsland med vindenergi som hovedfokus.

På baggrund af dette vil specialet tage udgangspunkt i at undersøge, hvordan vedvarende energikilder har indflydelse på prisstabiliteten og prisniveauet på kort og lang sigt. Herunder hvordan prisniveauet vil ændre sig ud fra forskellige scenarier i fremtiden.

1.1 Problemformulering

På baggrund af ovenstående indledning leder dette til følgende problemformulering:

Hvordan påvirker overgangen til vedvarende energikilder prismekanismen og stabiliteten på det danske elmarked, på kort og lang sigt?

1.2 Afgrænsning

For at kunne svare bedst muligt på ovenstående problemformulering, er der udarbejdet følgende hypoteser:

1. Hypotese I: Det danske elmarked adskiller sig fra andre europæiske lande i andelen af vedvarende energikilder.
2. Hypotese II: Prismekanismen og volatiliteten på det danske elmarked har ændret sig i takt med stigende andel af vedvarende energi.
 - a) På kort sigt vil en stigning i vindproduktionen påvirke det daglige prisniveau negativt.
 - b) På kort sigt vil en stigning i vindproduktionen påvirke den daglige volatilitet positivt.
 - c) Der har været et regimeskift i elprisens historiske udvikling.
3. Hypotese III: Den grønne omstilling og stabilitet kan opnås simultant på det danske elmarked i fremtiden.

Som indledning til dette speciale vil projektets formål og tilgang blive forklaret i et videnskabsteoretisk og metodisk afsnit. Herunder hvilke tanker og processer der er blevet anvendt for at kunne opstille specialets problemformulering.

Specialet vil herefter tage udgangspunkt i en introduktion til elmarkedet, hvor det danske elmarked vil være fokusområdet. I forlængelse heraf vil der blive draget paralleller til andre europæiske lande. Introduktionen vil herefter præsentere selve prismekanismen på elmarkedet, som udgør specialets omdrejningspunkt. Herunder hvordan anden litteratur beskriver vedvarende energis påvirkning på elmarkedets prismekanisme og stabilitet. Anden litteratur vil ligeledes benyttes for at besvare Hypotese 1, om hvordan det danske elmarked adskiller sig fra andre europæiske lande. Den eksisterende litteratur danner grundlag for at fremhæve, hvordan dette speciale adskiller sig og bidrager med nye perspektiver.

Til spørgsmålet om, hvordan vedvarende energi har indflydelse på volatiliteten og prisen på elmarkedet, i relation til Hypotese 2, vil en empirisk analyse foretages på det danske elmarked. For at kunne besvare del a og b tages der udgangspunkt i en økonometrisk metode bestående af autoregressive processer. En VAR og strukturel analyse vil blive anvendt for at

undersøge den direkte effekt af vindproduktionens indflydelse på elprisen. I forlængelse af den strukturelle analyse vil impuls-responsfunktionen give et indblik i den simultane effekt af et chok i vindproduktionen på elprisen. Ydermere vil volatilitetsmodeller blive anvendt for at analysere, om vindproduktionen kan beskrive elprisens volatilitet, jf. Hypotese 2b. Overordnet vil de autoregressive modeller gøre det muligt at undersøge, hvordan stigende vindproduktion har indflydelse på den daglige prisudvikling i elmarkedet. Analysen undersøger to år med lav og høj vindproduktion, henholdsvis 2009 og 2024. Fremadrettet vil dette blive refereret til som den kortsigtede analyse.

Med udgangspunkt i Hypotese 2c vil denne hypotese blive undersøgt ved hjælp af en multipel lineær regression. Elprisen vil indgå som den afhængige variabel, hvor variable som: elforbrug, vindproduktion, solproduktion, gaspris, kulpris, inflation og BNP tilføjes som forklarende variable. Ved hjælp af en regimeskiftmodel er det muligt at undersøge, hvorvidt den historiske elpris har været udsat for en strukturel ændring i perioden januar 2007 til december 2024. Fremadrettet vil dette blive refereret til som den langsigtede analyse.

Afslutningsvis vil Hypotese 3 blive diskuteret med henblik på at vurdere, om den grønne omstilling, via udbredelse af vedvarende energi, og stabilitet kan opnås simultant. Diskussionen baseres på baggrund af analysens resultater samt indsigt fra litteraturen. Specialet rundes af i konklusionen med en samlet vurdering af hypoteserne med henblik på at besvare specialets problemformulering.

2 | Videnskabsteori & Metodologi

I dette afsnit redegøres der for specialets videnskabsteoretiske fundament med udgangspunkt i en kritisk realistisk tilgang. Hertil kombineres en ontologisk antagelse om virkelige, underliggende strukturer med en epistemologisk erkendelse af, at den generelle viden om disse strukturer er ufuldkommen og betinget. Formålet er at identificere statistiske og kausale sammenhænge mellem vindproduktion og elpriser, via kvantitative metoder, herunder hvordan den grønne omstilling påvirker prisniveau og volatilitet.

2.1 Ontologi

Tilgangen om kritisk realisme antager, at økonomiske fænomener udspringer af virkelige, skjulte strukturer og mekanismer. Den kritiske realisme anerkender, at sociale og økonomiske systemer er åbne i modsætning til den positivistiske tilgang. I disse to kontekster fører samme årsag ikke nødvendigvis til samme virkning. Åbenheden indebærer, at relationer kan være ustabile eller kontekstafhængige, samt at kausale mekanismer kan forstærke eller modvirke hinanden [Lawson, 2012]. Dette kan relateres til, at vindproduktionens effekt på elprisen kan afhænge af forhold, som ikke direkte kan tilføjes til økonometriske modeller. Den ontologiske pointe er, at elmarkedets stabilitet ikke forstås ved blot de kausale sammenhæng mellem vindproduktion og elpriser.

2.2 Epistemologi

Med ontologien medfølger nogle epistemologiske implikationer for, hvordan viden om økonomiske fænomener opnås. Kritisk realismes epistemologi søger hverken efter universelle mønstre i data eller antager generelle lovmæssigheder. Derimod fremhæves kontekstualiseret viden, som fremhæver, at hver kontekst kan afsløre visse tendenser, som skal fortolkes via teori. Derfor er teori vigtig for kritiske realister, da det benyttes til at identificere

sammenhænge [Modell and Bakerd, 2021]. Specialet vil fortolke en statistisk sammenhæng mellem vindenergi og elpris, med udgangspunkt i økonomisk teori.

Den kontekstualiserede tilgang lægger sig under den retroduktive metode. Herunder konkluderes der ikke endegyldigt på resultaterne, men der gives et bud på en plausibel forklaring. Der opstilles i den forbindelse hypoteser, som kan forklare observationer fra data, men som ikke nødvendigvis er logisk sande. Dette er lig med den deduktive metode, som be- eller afkræfter hypoteser på baggrund af teori og data, som testes [Danermark and Ekstrom, 2019].

Kritisk realisme skelner mellem hvad der *er* (ontologi), og hvad der *kan vides* (epistemologi). Adskillelsen sikrer, at der undgås en epistemisk fejlslutning. Dette indebærer at tro, at kun det, som kan måles eller vides, eksisterer [Bal, 2020].

2.3 Videnskabsteoretisk tilgang

Den kritisk realistiske tilgang kombineret med kvantitative metoder i form af VAR/SVAR, GARCH og OLS tillader specialet at drage fordel af begge verdener. Modellerne danner grundlag for at vurdere hypoteser, såsom Hypotese 2, via en deduktiv metode. Samtidig sikrer den kritisk realistiske fortolkningsramme via retroduktion, at Hypotese 3 diskuteres og fortolkes på baggrund af analysens resultater. Modellerne benyttes dermed som værktøj til at finde frem til kausale forklaringer. De leverer ikke forklaringen i sig selv, men kan bidrage med at sammenfatte data og afsløre sammenhænge [Bache, 2003].

Anvendelsen af økonometriske modeller indebærer begrænsninger, som kan vise sig at være problematiske i dynamiske og åbne systemer som elmarkedet, idet strukturen og mekanismer heri kan ændre sig over tid. Desuden kan der i de fleste tilfælde kun inkluderes et begrænset antal variable, hvilket medfører, at andre vigtige mekanismer ikke direkte lader sig kvantificere. Hertil påpeger kritisk realisme, at fraværet af observerbare sammenhænge nødvendigvis ikke betyder, at disse mekanismer ikke eksisterer [Danermark and Ekstrom, 2019].

Specialets videnskabsteoretiske ståsted hviler på en kritisk realistisk tilgang, som kan kombinere kvantitative analyser med teoretisk refleksion og kritisk fortolkning, på trods af tilstedeværelsen af de metodiske begrænsninger. Denne ramme sikrer, at konklusioner om prisstabiliteten på elmarkedet og indflydelsen fra den grønne omstilling bygger på en forståelse af både empiriske fund og de underliggende strukturer.

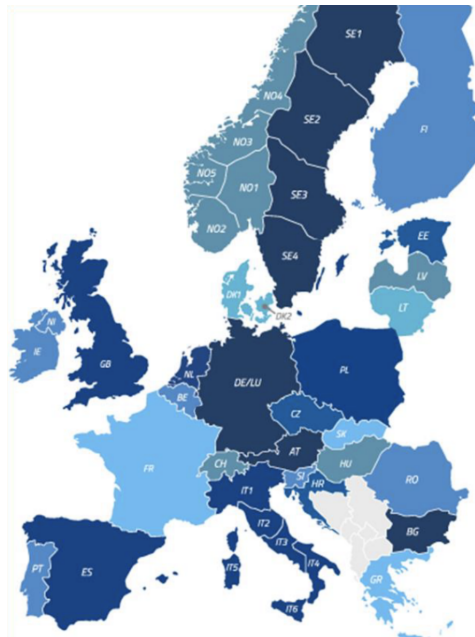
3 | Introduktion til elmarkedet

Dette kapitel har til formål at give en gennemgående introduktion til elmarkedet. Kapitlet forklarer infrastrukturen af det europæiske elmarked, hvor hovedfokus er det danske elmarked. Ydermere vil kapitlet introducere, hvordan handel på elmarkedet foregår. Til sidst vil det økonomiske perspektiv udformes via prismekanismen i relation til udbud og efterspørgsel, hvor der generelt fokuseres på vedvarende energis indflydelse på prisdannelsen.

3.1 Elmarkedets opsætning

Det danske elnets infrastruktur består af *transmissionsnettet* og *distributionsnettet*. Transmissionsnettet repræsenterer den fundamentale infrastruktur, som tillader transmission og distribution af elektricitet fra forskellige produktionstyper til slutforbrugerne. Transmissionsnettet er designet med den hensigt, at elektricitet kan blive transporteret mest effektivt og giver samtidig mulighed for grænseforbindelser med omkringliggende lande. Det er herefter via distributionsnettet, at elektriciteten bliver leveret ud til slutforbrugeren [Winther, 2023b].

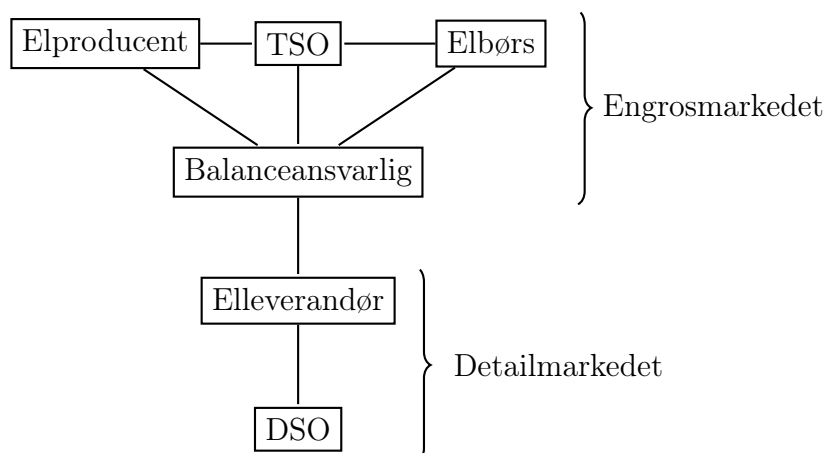
Endvidere er det danske elmarked opdelt i to *budområder*, henholdsvis DK1 og DK2, hvor DK1 omfatter Jylland og Fyn, og DK2 omfatter Sjælland. Budområder dækker over, at et land kan have forskellige priszoner på baggrund af begrænsninger i deres transmissionsnet. Ligeledes gør det sig gældende for det europæiske elmarked, at der kan være lande, hvor markedet er opdelt i forskellige budområder. De forskellige budområder i Europa kan aflæses på Figur 3.1.



Figur 3.1: De forskellige europæiske elmarkeder og deres individuelle budområder.

Budområderne i Danmark er opdelt i to områder grundet begrænset kapacitet mellem Sjælland og Fyn, mens der i Tyskland kun er ét samlet budområde, jf. Figur 3.1. På baggrund af denne begrænsning kan der for eksempel være prisforskelle mellem de to områder i Danmark, DK1 og DK2. Hvordan de enkelte budområder er sammenkoblet, gennemgås nærmere i Afsnit 3.1.1.

Det danske elmarked er et liberaliseret elmarked, hvor aktører som elproducenter, elhandlere og forbrugere opererer i et konkurrencebaseret marked, hvor priserne dannes af udbud og efterspørgsel. Disse aktører har hver deres funktion i markedet med henblik på at sikre en stabil og pålidelig energiforsyning. Aktører på elmarkedet kan aflæses i Figur 3.2



Figur 3.2: Oversigt over de forskellige aktører på elmarkedet.

Kilde: Energinet [2019][s. 5].

Det fremgår af Figur 3.2, at de forskellige aktører opererer på hver deres del af elmarkedet. Den første del betegnes som *engrosmarkedet* og er den del af markedet, som omfatter produktion, transmission og handel. Transmissionsnettet varetages af en *transmissionssystemoperatør* (TSO), som i Danmark er virksomheden Energinet. Deres ansvar består i at transmittere energi på et nationalt eller regionalt niveau, samt balanceringen i transmissionsnettet. Dette indebærer, at udbud og efterspørgsel løbende afstemmes, så der oprettholdes ligevægt mellem køb og salg på engrosmarkedet [Energinet, 2019].

Ud over TSOen findes der udvalgte aktører med særligt ansvar for balancering, kaldet *balanceansvarlige aktører*. Deres rolle indebærer at sende prognoser til TSOen, som indeholder oversigt over forventet produktion og forbrug, samt information om køb og salg på elbørsen. Ud fra Figur 3.2 kan det aflæses, at der er en forbindelse mellem elproducent, TSO, elbørs og den balanceansvarlige. Dette skyldes, at al produktion, handel og forbrug skal være tilknyttet en balanceansvarlig. I tilfælde af at markedet ikke er i balance, er TSOens opgave at korrigere den ubalance. Det kan de gøre ved at benytte sig af forskellige typer af balancerings tjenester, som med kort varsel kan justere produktion eller forbrug afhængig af markedets position [SMARD, 2025]. I sidste ende vil omkostningerne forbundet med disse handlinger tilfalde de balanceansvarlige, som ikke var i balance. Dette sikrer, at

de balanceansvarlige ikke kan efterlade store positioner i markedet uden konsekvens.

Detailmarkedet adskiller sig fra engrosmarkedet ved at udgøre det sidste led i forsyningskæden, hvor elektricitet distribueres til slutbrugere. På Figur 3.2 kan det aflæses, at den balanceansvarlige er det sidste led i engrosmarkedet og på denne måde sælger produktionen videre på detailmarkedet, til en elleverandør. Elleverandøren er det led, som har forbindelsen til forbrugeren igennem de regionale dele af elnettet, som administreres af en *distributionssystemoperatør* (DSO).

3.1.1 Markedskobling

Afsnittet ovenfor introducerede kort de forskellige aktører på henholdsvis engros- og detailmarkedet. Dette er grundlæggende en simplificering af det reelle marked, da der i transmissionsnettet kan flyttes strøm på tværs af budområderne i Europa. Derfor spiller det samlede europæiske elmarked en central rolle for det danske elmarked. Dette kaldes den fysiske del af elmarkedet og fungerer under en samlet europæisk *markedskobling*. Til at optimere denne proces har Europa-Kommissionen udviklet et initiativ, som skal forbedre effektiviteten af grænseforbindelser imellem landene og derigennem opnå en forbedret markedslikviditet. I juni 2021 blev initiativet fuldført, da de østeuropæiske lande også blev en del af markedskoblingsmodellen: *Single Day-Ahead Coupling (SDAC)*. Dette initiativ har forbedret handelseffektiviteten og forbedret priskonvergensens inden for de europæiske energimarkeder, i og med strømmen fordeles på tværs af lande i den hensigt om at opnå homogent prisniveau. Dette er med til at maksimere den sociale velfærd og optimere udnyttelsen af elgenerationsressourcer i hele Europa [EpexSpot, 2025b]. På grund af begrænsninger i transmissionsnettet er det i praksis ikke tilfældet, at markedskoblingen altid kan sikre homogene priser. Som nævnt i Afsnit 3.1 er der begrænsninger i transmissionsnettet mellem Sjælland og Fyn, hvilket kan resultere i forskellige priser mellem de to budområder. Dette kaldes *flaskehalse*, hvor der kan være begrænset kapacitet mellem to områder, hvilket gør, at der ikke kan overføres nok el til at udligne de to elpriser. Dette resulterer i forskellige elpriser mellem områder, som ellers er koblet sammen.

3.1.2 Handel på elmarkedet

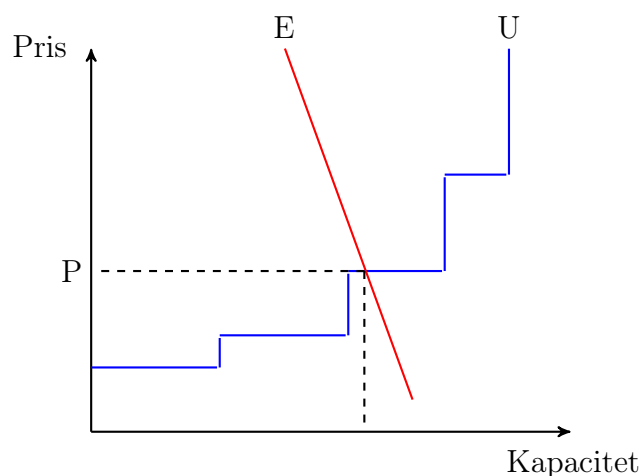
Handelen med energi foregår typisk på en elbørs (NEMO), som matcher udbud og efterspørgsel for de aktører, som henholdsvis sælger eller køber energi. Heraf sikrer elbørsen transparens igennem prisformationen, og at den handlede elektricitet faktisk bliver leveret. NEMOer tilbyder dermed de balanceansvarlige en handelsplads for fysisk elhandel i form af et *Day Ahead market* (Spotmarkedet) og *Intraday market* (XBID). Spotmarkedet omfatter mere end 70% af det samlede elforbrug i Norden og er dermed det største marked for elhandel. Med udgangspunkt i markedskoblingen, jf. Afsnit 3.1.1, er alle de europæiske markeder integreret i et paneuropæisk marked, hvor købs- og salgsbud matches centralt. Kapaciteten flyttes implicit mellem landene, hvilket betyder, at produktionen fra en aktør i Finland, som sælger deres produktion på spotmarkedet, kan blive købt og matchet af en aktør i Spanien [Energinet, 2019]. To parter kan også handle direkte med hinanden, hvilket betegnes som en *bilateral*- eller *Over-The-Counter* (OTC) handel, hvilket kan være smart for virksomheder eller andre agenter, da de på den måde undgår de gebyrer, som indtræder ved at handle via en elbørs [EpexSpot, 2025a].

3.2 Prismekanismen på elmarkedet¹

Som nævnt i Afsnit 3.1.1 eksisterer der en fælles prisdannelse på det europæiske marked i form af markedskoblingen. Dette foregår gennem en fælles elprisalgoritme, som hver dag fastlægger prisen for næste driftsdøgn² ved hjælp af udbud og efterspørgsel. Det vil sige, at dagen før leveringen skal alle balanceansvarlige indsende deres forventede aktivitet, i hvert marked, til den ansvarlige TSO. Herefter vil prisen for hver time, i næste driftsdøgn, blive bestemt ud fra de aggregerede udbuds- og efterspørgselskurver. Denne proces kan blandt andet aflæses på Figur 3.3.

¹Dette afsnit er inspireret af Morthorst et al. [2005][Kap. 1].

²Driftsdøgn dækker over dagen for levering af strømmen. Et driftsdøgn på elmarkedet defineres på samme måde som en kalenderdag.



Figur 3.3: Aggregeret udbuds- og efterspørgselskurve for prisdannelsen på elmarkedet, hvor E angiver efterspørgselskurven og U angiver udbudskurven.

Kilde: [Morthorst et al., 2005][S. 20].

Figur 3.3 viser, hvordan prisen på el, P , bliver fastlagt ud fra det aggregerede udbud, U , og aggregerede efterspørgsel, E . Efterspørgselskurven repræsenterer i dette tilfælde forbrugernes behov for elektricitet og kan refereres til som elforbruget. Efterspørgselskurven vil i et fuldkomment marked reflektere prisen, som køberen er villig til at betale. Efterspørgselskurven vil i praksis ændre sig i løbet af dagen, hvorfor efterspørgslen ligeledes fluktuerer. Variationen i efterspørgslen kan blive omtalt som *basisbelastning* og *spidsbelastning*, hvor basisbelastningen refererer til det mindste konstante niveau af efterspørgsel for elektricitet, som forekommer i løbet af dagen og natten. Ligeledes refererer spidsbelastning til korte perioder om morgenen og aftenen, hvor efterspørgslen er højere end gennemsnittet [Winther, 2023b].

Udbudskurven på Figur 3.3 reflekterer derimod den produktion, der er nødvendig for at kunne imødekomme forbrugernes behov. Elproduktionen skal være i stand til at håndtere udsving i efterspørgslen og samtidig sikre en pålidelig elforsyning via produktion. Der findes forskellige typer af elproduktion, hvor tilhørende kapacitet og marginalomkostninger kan variere alt efter den konkrete elproduktion. Udbudskurven på Figur 3.3 viser på denne måde de marginalomkostninger, som der er forbundet med at producere én MWh el.

I et fuldkomment marked vil producenterne, som minimum, tilbyde deres produktionskapacitet til denne pris, hvor deres marginalomkostninger bliver dækket. Derudover antager det fuldkomne marked, at producenterne tilbyder hele deres produktion og dermed ikke tilbageholder noget af produktionen. Der er fuld gennemsigtighed på markedet.

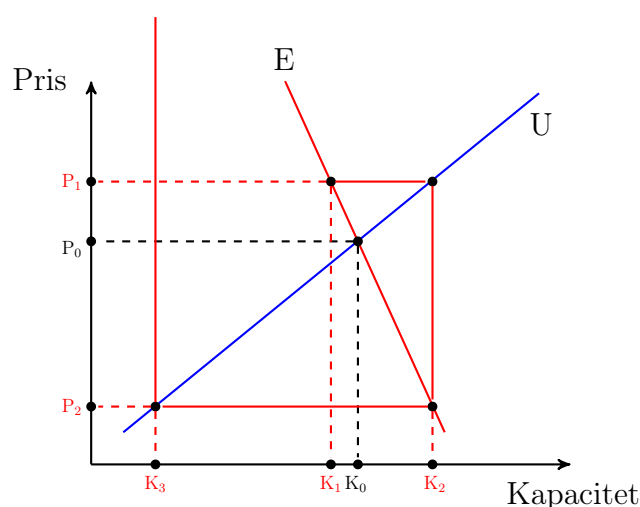
Skæringspunktet mellem udbuds- og efterspørgselskurven angiver på denne måde den vel-færds optimale elpris, hvor konsument- og produktionsoverskuddet er maksimeret. Med udgangspunkt i markedskoblingen vil den i et perfekt marked sikre, at elektriciteten altid vil bevæge sig fra lavpris- til højprisområder, idet der ikke vil være nogen transmissionsbegrænsning. I praksis er dette ikke en realistisk antagelse grundet flaskehalsproblemer, jævnfør Afsnit 3.1.1.

3.2.1 Priselasticitet

Udover at flaskehalse kan være med til at danne prisforskelle mellem to områder, spiller efterspørgslens *priselasticitet*³ også en central rolle i prisdannelsen på elmarkedet. Som udgangspunkt vil prisen direkte blive bestemt ud fra den aktuelle efterspørgsel, som afgør, hvor meget udbud der er brug for. Hvis der derimod er begrænsninger i udbuddet, vil efterspørgslens tilpasningsevne være med til at bestemme prisniveauet. Morthorst et al. argumenterer for, at priselasticiteten på elmarkedet er *uelastisk* på kort og mellemlangt sigt, hvilket dækker over, at en prisændring ikke har stor indflydelse på efterspørgslen på elmarkedet. Den uelastiske efterspørgsel skyldes blandt andet, at priserne på spotmarkedet ikke nødvendigvis er let tilgængelige for den almene forbruger, eller at el er en nødvendighedsvarer. Det vil sige, at forbruget ikke nødvendigvis aftager i løbet af dagen, hvis der sker en markant prisændring. Denne manglende reaktion på prisændringerne kan teoretisk

³Priselasticitet forklarer ændringen i efterspørgslen af en vare når prisen ændrer sig. Priselasticiteten udregnes derfor som værende den procentvise ændring i mængden, divideret med den procentvise prisændring. Efterspørgslen siges at være elastisk, hvis priselasticiteten er mindre end -1, neutral, hvis priselasticiteten er præcis -1 og uelastisk hvis priselasticiteten befinder sig mellem -1 og 0 [E-conomic, 2025]

beskrives ved hjælp af *Cobweb-teori*. Cobweb-teori kan beskrive selve prisdynamikken og eksisterende oscillationer, der kan være til stede i markeder, ud fra forholdet mellem udbud og efterspørgsel [Poitras, 2023][Kap. 3]. Med udgangspunkt i elmarkedets uelastiske efterspørgsel, vil efterspørgselskurven i Figur 3.3 have en mere stejl hældning, sammenlignet med udbudskurven. Ifølge teorien bag Cobweb, vil dette resultere i, at priserne fluktuerer i stigende oscillationer væk fra ligevægtspunktet. Dette illustreres på Figur 3.4.



Figur 3.4: Udbuds- og efterspørgselskurve, hvor efterspørgselskurven er mere uelastisk end udbudskurven, hvilket resulterer i stigende oscillationer væk fra ligevægtspunktet.

Kilde: [Poitras, 2023][S. 145].

Figur 3.4 viser konsekvensen af en uelastisk efterspørgselskurve og tager udgangspunkt i, at der sker et skift i udbuddet. Udbuddet ændrer sig fra K_0 til K_1 , hvilket kan være et resultat af ændrede vejrforhold, som påvirker mængden af vedvarende energi, såsom vindenergi og solenergi. Dette resulterer i en højere pris på elektriciteten, og prisen ændrer sig fra P_0 til P_1 . For at imødekomme det ændrede udbud vil det være nødvendigt at anvende andre energikilder, hvilket vil få udbuddet til at stige fra K_1 til K_2 , og priserne til at falde fra P_1 til P_2 . Idet efterspørgslen er uelastisk, vil prisdannelsen i høj grad være drevet af udbudssiden. Priserne har en tendens til at have større volatilitet i et marked, hvor efterspørgslen er uelastisk, og udbuddet derfor bliver den primære parameter, som bestemmer

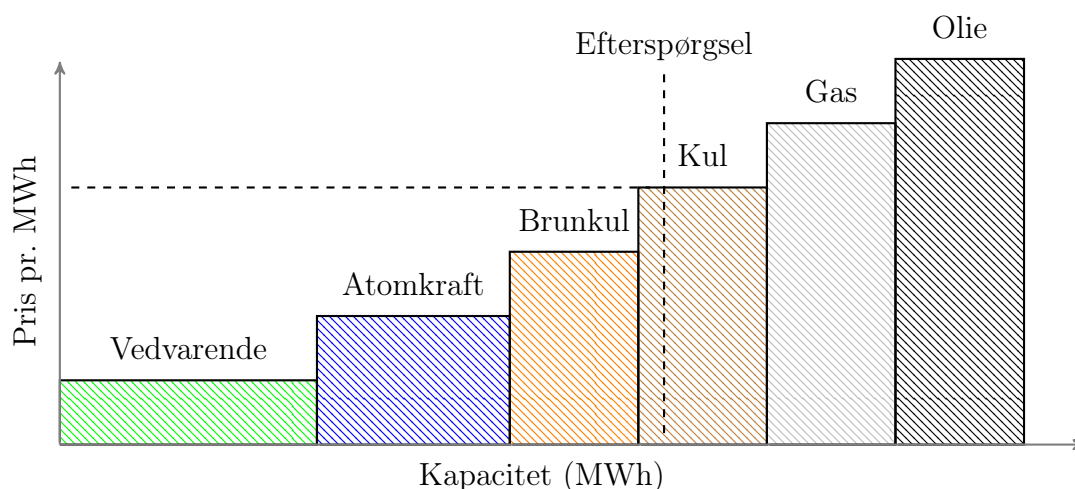
selve prisdannelsen. Cobweb-teori kan på denne måde beskrive problemstillingen ved en uelastisk efterspørgsel, hvilket på kort sigt kan resultere i højere volatilitet.

Cobweb simplificerer på denne måde problematikken ved en uelastisk efterspørgsel, men mangler generelt at kunne beskrive selve prisdannelsen ved de enkelte energikilder. Figur 3.3 viser i grove træk, hvordan de forskellige energikilder danner en aggregeret udbudskurve, hvor de billigste energikilder vil tages i brug først. Dette betyder grundlæggende, at prisdannelsen på elmarkedet er styret af de enkelte energikilders marginalomkostninger. Yderligere forklaring findes i Afsnit 3.2.2.

3.2.2 Merit-order effekten⁴

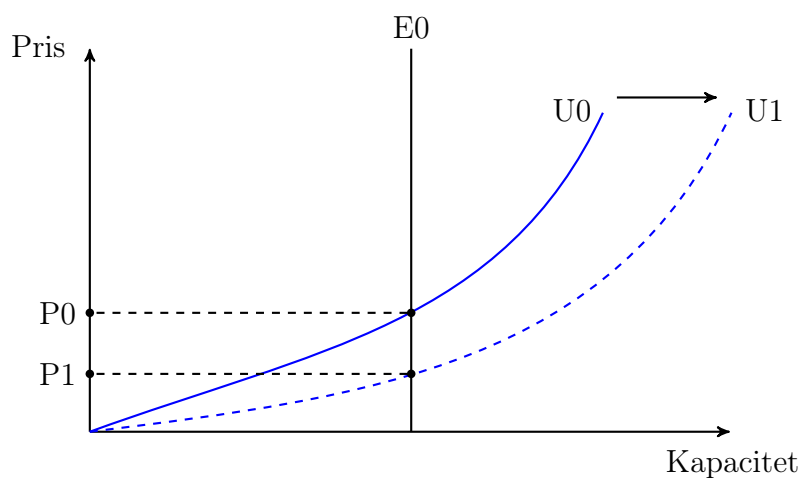
Den aggregerede udbudskurve i Figur 3.3 fokuserer på marginalomkostningerne forbundet med at producere én MWh elektricitet mere, hvor den billigste MWh strøm at producere vil befinde sig først i udbudskurven. På elmarkedet opdeles udbuddet af de forskellige energikilder derfor i en rækkefølge kaldet *merit-ordenen*. Merit-ordenen er et værktøj til at kunne beskrive prismekanismen på elmarkedet, hvor rækkefølgen for merit-ordenen kan aflæses på Figur 3.5.

⁴Dette afsnit er inspireret af [Figueiredo and da Silva, 2019].



Figur 3.5: Merit-ordenen på elmarkedet, hvor rækkefølgen er bestemt ud fra den billigste til dyreste energikilde til at producere én MWh. Efterspørgslen er antaget til at være perfekt uelastisk. Kilde: [Figueiredo and da Silva, 2019][S. 56].

Figur 3.5 viser forskellige energikilders marginalomkostninger samt hvor henne i merit-ordenen, de befinder sig. Vedvarende energi er den energiform, som har de laveste omkostninger, hvor olie er den energitype med de højeste marginalomkostninger. Dette betyder, at vedvarende energi er den energitype, som vil blive anvendt først, hvorefter andre energikilder vil blive anvendt i takt med, at efterspørgslen stiger, eller at de vedvarende energikilder ikke producerer tilstrækkeligt nok. Dette kunne for eksempel være i basisbelastningen om natten, hvor solenergi ikke er tilgængeligt. Her vil det være nødvendigt at inddrage og supplere med andre former for energikilder. På Figur 3.5 kan det aflæses, at det vil være nødvendigt at anvende energikilderne; vedvarende, atomkraft, brunkul og kul til at imødekomme efterspørgslen. Merit-ordenen forklarer på denne måde, hvordan hver energitype har indflydelse på selve prisdannelsen. Med udgangspunkt i vedvarende energikilder viser Figur 3.5 blandt andet også, at hvis andelen af vedvarende energi stiger, vil det resultere i faldende priser. Dette kaldes også for *merit-order effekten* og vil fra et teoretisk perspektiv være med til at flade udbudskurven ud og flytte den til højre. Denne illustration kan også aflæses på Figur 3.6.



Figur 3.6: Udbud- og efterspørgselskurven som beskriver merit-order effekten efter en stigning i udbuddet af vedvarende energi. U_0 beskriver udbuddet inden stigningen og U_1 beskriver udbuddet efter stigningen. Efterspørgslen er antaget til at være perfekt uelastisk.

Kilde: [Figueiredo and da Silva, 2019][S. 56].

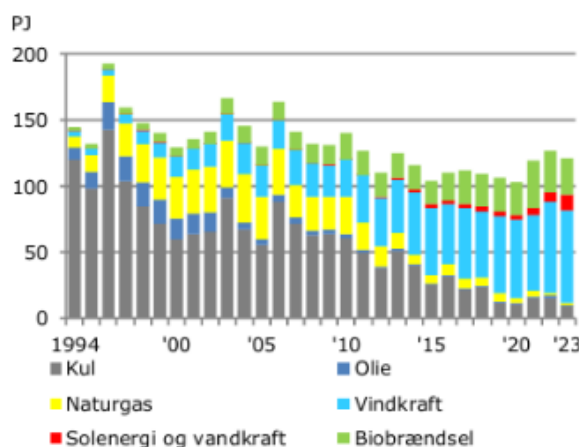
Figur 3.6 viser hvordan merit-ordenen beskriver effekten af en stigning i vedvarende energi. Udbudskurven, U_0 , vil rykke sig til højre og flade sig mere ud, hvilket U_1 illustrerer. Denne mekanisme vil få priserne til at falde (fra P_0 til P_1) for at et nyt ligevægtspunkt kan danne sig mellem udbuds- og efterspørgselskurven. Det skal noteres, at Figur 3.6 tager udgangspunkt i en perfekt uelastisk efterspørgsel, hvilket den lodrette E_0 -kurve illustrerer. Teorien bekræfter, at vedvarende energi presser priserne ned og derfor har en central rolle i stabiliseringen af elmarkedet.

4 | Litteraturgennemgang

Dette kapitel har til formål at gennemgå en historisk udvikling af det danske elmarkeds energiforbrug. Herunder hvordan det danske elmarked adskiller sig fra andre europæiske lande. Dette vil være med til at kunne besvare Hypotese 1 om, hvorvidt andelen af vedvarende energi i Danmark adskiller sig fra andre europæiske lande. Endvidere vil dette kapitel tage udgangspunkt i en dybdegående gennemgang af to artikler med lignende fokus indenfor vedvarende energis indflydelse på elprisen. Den ene fokuserer på det danske elmarked og konteksten herfor, hvorimod den anden fokuserer på det tyske elmarkeds opsætning og deres fremtidige udsigter. Dette vil yderligere kunne beskrive, hvordan dette speciale adskiller sig fra allerede eksisterende litteratur.

4.1 Historisk gennemgang af energimarkedet i Danmark

Som nævnt i Kapitel 1 er der i Danmark et stort fokus på udbygning af vedvarende energikilder. Med udgangspunkt i sammensætningen af det danske elmarked kan en historisk udvikling af andelen af de forskellige energityper aflæses i Figur 4.1.



Figur 4.1: Anvendt brændsel til elproduktion i perioden 1994-2023.

Kilde: Energistyrelsen [2024b][s. 12]

Det aflæses af Figur 4.1, at Danmark har gennemgået en strukturel udvikling i elproduktionen over de seneste årtier. Elproduktionen er gået fra at være stærkt domineret af olie og kul, til i dag primært at være baseret på vedvarende energikilder som vindkraft og biobrændsel. Denne udvikling understøtter Danmarks position som en af verdens førende inden for grøn energi og energieffektivitet.

Den europæiske kommission har i tæt samarbejde med Danmark og resten af EU-landene, hen over de sidste 20 år, udarbejdet adskillige klimamål. Hovedmålet herfor er at blive klimaneutrale inden 2050, og det har været op til landene selv at bestemme, hvordan de bedst muligt vil opfylde disse mål. Med udgangspunkt i Danmark har agendaen været at udbygge kapaciteten i vedvarende energikilder, med stort fokus på en ekspansion i vindkraft, samt øget fokus på solkraft [Barker et al., 2022]. Dette kan også aflæses af Figur 4.1. Ambitionen fra 00'erne om at udbygge vindmøllekapaciteten blev opfyldt, da det lykkedes at integrere mere vedvarende energi, således at andelen af vedvarende energi i energiproduktionen tilsvarende 30%. I 2010 udarbejdede Energinet, sammen med Dansk Energi, en plan om, at den danske elsektor i 2025 skal kunne håndtere, at vindmøllekapaciteten udbygges til at dække 50% af det årlige danske elforbrug. Integreringen af mere vedvarende energi kræver som udgangspunkt, at transmissionsnettet udbygges og forstærkes [DanskEnergi and EnergiNet, 2011].

Endvidere er elproduktionen steget med 50,4% i perioden 1994 til 2021, hvor stigningen generelt er forårsaget af kraftigt øget kapacitet på vind- og solkraft. Derudover er de faktiske CO₂-udledninger fra energiforbruget i perioden 1990 til 2023 faldet med 51,3% [Energistyrelsen, 2024b]. Dette tegner et positivt billede af Danmarks kamp mod at blive klimaneutrale i 2050. Spørgsmålet er derimod, om Danmark adskiller sig fra andre lande med hensyn til elmarkedets sammensætning og stabilitet. Heriblandt om Danmark adskiller sig fra andre lande i forhold til, om elmarkedet er præget af større volatilitet. Dette er med til at kunne besvare Hypotese 1 om, hvorvidt elmarkedet i Danmark adskiller sig fra andre lande i forhold til den grønne omstilling og volatilitet.

4.2 Danmark sammenlignet med andre lande

Med udgangspunkt i opsætningen af den danske elproduktion, illustreret i Figur 4.1, er det interessant at undersøge, hvilken andel vedvarende energikilder udgør af det samlede elforbrug. Herunder om det danske energiforbrug adskiller sig fra andre europæiske lande. Energiforbrugets sammensætning i 2022 for henholdsvis Danmark, Sverige, Norge, Tyskland, Frankrig og det samlede for alle 27 medlemslande i EU kan aflæses i Tabel 4.1.

		<i>Andele i procent</i>					
	Forbrug (PJ)	Olie	Naturgas	Kul	A-kraft	Vedv.	Net. import
DK	697	40	9	6	0	41,8	1
SE	1915	20	1	3	27	52	-6
NO	1118	28	15	3	0	56,6	-4
DE	11818	35	24	20	3	17,4	-1
FR	9204	31	15	3	35	13,7	1
EU27	56698	35	22	12	11	18,4	0

Tabel 4.1: Energiforbrug i udvalgte EU27-lande, inkl. Norge. i 2022.

Kilde: [Energistyrelsen, 2025].

Tabel 4.1 viser det samlede energiforbrug i 2022, og hvor stor andel i procent, de forskellige energikilder har bidraget med, for at imødekomme forbruget. Derudover er EU27 inddraget, som viser det samlede forbrug for de 27 medlemslande af EU, hvor procentandelene af energikilder fremstår som et gennemsnit. Danmark, sammen med de nordiske nabolande, har en klar ledende rolle i den grønne omstilling, når der tages udgangspunkt i vedvarende energi, som andel af forbruget. Fælles for landene er, at de alle stadig er afhængige af olie, for at dække deres totale energiforbrug. Danmark adskiller sig fra de andre lande, sammen med Sverige, på deres relativt lave forbrug af naturgas.

Tyskland har en klar føring på deres høje forbrug af kul, hvilket afspejler sig i deres indenlandske udvinding af sten- og brunkul [Furhauge and Stöber, 2024]. I takt med, at

Tyskland har prøvet at udfase atomkraft de sidste to årtier, er andelen af vedvarende energikilder steget drastisk [Dissing, 2024]. Danmark adskiller sig, sammen med Norge, fra mange andre europæiske lande, da de ikke har noget atomkraft at benytte sig af.

Udover det samlede forbrug adskiller de fem lande og EU27 sig også fra hinanden, ved deres forskellige typer af vedvarende energikilder. Oversigt over de fem lande og EU27's andel i diverse vedvarende energikilder kan aflæses i Tabel 4.2.

		<i>Andele i procent</i>				
	Forbrug (PJ)	Hydro	Vind	Sol	Biomasse	Andet
DK	292	0	23,5	3,9	62,3	3,8
SE	997	25,2	12	0,8	47	8,3
NO	633	72,9	8,4	0,1	9,8	2,4
DE	2060	3,1	21,8	12,2	52,4	7,2
FR	1259	13	10,9	6,4	44,1	12,6
EU27	10435	9,5	14,5	8,7	50,6	10

Tabel 4.2: Forbrug af vedvarende energi i udvalgte EU27-lande inkl. Norge. i 2022.

Kilde: [Energistyrelsen, 2025]

Af Tabel 4.2 fremgår det, at Danmark er førende indenfor vindkraft og biomasse, sammenlignet med de andre lande. På trods af den danske andel af vedvarende energi er højere end den tyske andel, så ligner strukturen af de forskellige vedvarende energikilder meget hinanden for de to lande. Modsat er lande som Sverige og Norge førende indenfor hydro, også kaldet vandkraft.

De forskellige typer af vedvarende energi har hver deres fordele og indflydelse på elmarkedets stabilitet. En af fordelene ved vandkraft er, at det er muligt at opmagasinere i vandmagasiner. Det vil sige, at hydro kan regulere udbuddet til et vist omfang, hvorfor det er med til at dæmpe udsvingene i prisen. Derimod kan energityper som sol og vindkraft være mere vanskelige at regulere, idet de afhænger af vejret. Dette kan have indflydelse på

selve stabiliteten i et marked, hvor energityper som vind og sol kan være med til at skabe større ustabilitet. Derfor er det relevant at undersøge, hvorvidt sammensætningen af de forskellige energityper, i Tabel 4.2, kan have indflydelse på landets volatilitet i elmarkedet.

4.2.1 Volatilitet

Den Internationale Pengefond, IMF, har undersøgt centrale volatilitetsmål for udvalgte EU-lande, inklusiv Norge, i perioden 2015-2024. Volatiliteten er målt på 15 minutters intervaller, som standardafvigelsen af logaritmiske prisændringer. Volatiliteten for de udvalgte EU-lande, inklusiv Norge, kan aflæses i Tabel 4.3.

Gennemsnit (EUR/MWh)	
DK	0,369
SE	0,325
NO	0,157
DE	0,394
FR	0,277
EU	0,262

Tabel 4.3: Den gennemsnitlige volatilitet målt for udvalgte EU-lande (inkl. Norge).

Kilde: [Cevik and Zhao, 2025].

Det kan af Tabel 4.3 aflæses, at Tyskland og Danmark er de lande med den højeste gennemsnitlige volatilitet, hvorimod Frankrig og Norge er blandt de laveste. Forskellene kan i høj grad tilskrives landenes forskellige sammensætning af energikilder og markedsforhold. Stigende volatilitet kan i højere grad forbindes med større andele af vedvarende energikilder, som vind og sol, som ikke kan lagres. Vind- og solenergi har ingen brændselsomkostninger, men grundet den variable produktion kan det føre til lave priser under høj produktion, men derimod høje priser under lav produktion, jf. Merit-order effekten i Figur 3.5. Cevik and Zhao undersøger, at en højere andel af vedvarende energikilder leder til øget prisvolatilitet

på kort sigt. Dermed vil den voksende mængde af vind- og solkraft øge de interne variationer på elmarkedet, hvis ikke der er tilstrækkelig fleksibilitet til at udjævne dem [Cevik and Zhao, 2025]. Danmark har for eksempel oplevet hyppigere negative priser ¹ i takt med stigende andel af vindproduktion, hvilket derigennem bidrager til højere volatilitet. Den større andel af vedvarende energi var for eksempel med til at resultere i negative priser for første gang i 2009 [Nielsen, 2009]. Modsat kan det argumenteres for, at Norges vandkraft-dominerede system har bidraget med mere stabilitet. Generelt ligger den gennemsnitlige volatilitet for Danmark (0,369) over gennemsnittet for alle EU-landene (0,262).

Danmarks eksport- og investeringsfond (EIFO) har derudover analyseret effekten af en stigende andel af vindproduktion på vindens *capture rate*² [Winther, 2023a]. Vindenergi Danmark viser i 2017, at vindmøllerne havde en capture rate på 80%, men at den er faldet til 70% i 2023 [Danmark, 2024]. Udbygningen af vindmøller i Vestdanmark (DK1) indikerer en capture rate ned til 40% af gennemsnitsprisen i løbet af de næste 15 år, hvilket i stigende grad også forbindes med stigende perioder af negative priser. Dette kaldes også for *kannibalisering* og er et resultat af den faldende capture rate i takt med stigende vindproduktion [Winther, 2023a].

I forlængelse af, at markederne er blevet mere integrerede, undersøger Cevik and Zhao også spill-over effekten, hvor markedsintegrationen i EU spiller en tosidet rolle for volatiliteten. Den positive side er, at stærkere grænseforbindelser og markedskoblingen kan udjævne lokale prisudsving for de lande, som er en del af markedskoblingen, jf. Afsnit 3.1.1. Den negative side af integrationen er derimod, at chok spredes hurtigt mellem landene. Cevik and Zhao finder frem til, via en analyse af volatilitetssammenhænge, at omkring 73% af variationen i et lands elprisvolatilitet kan forklares af påvirkninger på tværs af landegrænser. Den største effekt kommer fra lande, som fysisk grænser sig op ad hinanden. De resterende

¹Når udbuddet, via konkurrencedygtig grøn strøm, overgår forbruget opstår der tidspunkter, hvor priskrydset er 0kr. eller lavere. [Larsen, 2024].

²Capture rate viser den gennemsnitspris som vindproducenter får for deres strøm, sammenlignet med markedsprisen. En capture rate på 100% er ensbetydende med, at producenten får det samme som markedsprisen [Winther, 2023a].

27% skyldes indenlandske faktorer. Den stigende integration af elmarkederne er ligeledes ensbetydende med, at der opnås en højere grad af fælles volatilitet [Cevik and Zhao, 2025].

Modsat finder Cevik and Ninomiya ingen tydelig sammenhæng mellem andelen af vedvarende energi og prisudsving i perioden 2014-2021. Derimod finder artiklen frem til, at en større andel af vedvarende energikilder i perioder med høje elpriser godt kan have en afdæmpende effekt på ekstreme prisudsving. I denne sammenhæng er der taget højde for vejrforhold og deraf ustabilitet i forsyningen. Dette bekræftes ligeledes af Liu et al., som undersøger, at prisvariationen er lavest, når vedvarende energikilder tilsvarende 10-40% af elproduktionen. Lavere og højere andele medfører derimod større volatilitet, hvorfor der argumenteres for, at en balance mellem vedvarende og traditionelle energikilder resulterer i den mest stabile elpris [Liu et al., 2023]. Cevik and Ninomiya undersøger yderligere, at en stigning på 1 procentpoint i andelen af vedvarende energikilder i gennemsnit sænker elprisen med 0,6%. Den gennemsnitlige andel af vedvarende energikilder i EU i perioden 2014-2021 var omkring 14%. Det estimeres dermed, på baggrund af ovenstående, at hvis denne andel øges til 30%, vil elprisen falde med ca. 8,8% [Cevik and Ninomiya, 2023].

4.3 Fremtidige udsigter

Målet om at blive emissionsfri, sammen med en grønnere fremtid, indebærer, at olie- og gasudvinding i Nordsøen skal ophøre senest i 2050. Som en del af denne målsætning skal opvarmning af alle husstande ske med grøn gas senest i 2030, hvorefter naturgas i 2035 skal være helt udfaset. For at skabe en mere ensartet prissætning af klimaaftrykket indføres der nye reguleringer, investeringer og en ambitiøs CO₂-afgift. Ambitionerne og målsætningerne for fremtiden er bygget på en antagelse om, at det ikke påvirker regeringens finanser negativt. Samtidig er det også under forudsætningen, at transmissionsnettet har kapacitet nok til at modstå den udvidelse, som agendaen mod 2050 byder på [Regeringen, 2023].

Som tidligere nævnt i Kapitel 1 forudsiger Branner and Ingholt, at elprisen på det danske marked i gennemsnit vil falde med 1/3 frem mod 2035 af hvad prisen er i 2023. Dette er

under forudsætningen, at vejrforholdene er normale, og der ikke sker ekstreme ændringer. Derudover er denne forventning baseret på, at kapaciteten fra vedvarende energikilder vil stige frem mod 2035. Kapaciteten for kraftværker som benytter kul og naturgas skal halveres frem til 2035, sammenlignet med 2022-niveauet. Det forventes derimod, at der skal ske en seksdobling i kapaciteten for solenergi og en tredobling for vindenergi, for at understøtte den øgede elektrificering af samfundet. Den store stigning i elforbruget vil primært drives af *Power-to-X* (PtX)-anlæg³. PtX fremhæves i den grønne omstilling, da det er en metode til at skabe fleksibelt elforbrug. Samtidig forventes det at skabe mindre prisudsving i takt med, at disse teknologier udbygges sammen med vedvarende energi. Det kræver dog billig elektricitet i store mængder for at drive disse processer [Branner and Ingholt, 2023].

4.4 Anden litteratur

I følgende afsnit vil to artikler blive gennemgået, som berører lignende forskning inden for stabilitet på elmarkedet. Den første artikel tager udgangspunkt i det tyske elmarked, hvorimod den anden artikel fremlægger det danske elmarked i Vestdanmark. De to artikler giver derfor et indblik i, hvordan anden litteratur bidrager til litteraturen, og hvordan dette speciale eventuelt adskiller sig fra anden litteratur.

4.4.1 Case om det tyske elmarked⁴

Liebensteiner et al. benytter en økonometrisk metode til at analysere, hvordan forskellige markedsforhold påvirker Tysklands fremtidige elpriser. Analysen herfor anvender højfre-

³Power-to-X anvender elektricitet fra sol- og vindenergi til at omdanne vand til brint, via elektrolyse. Herefter kan brinten anvendes som brændsel, eller konverteres til syntetiske brændsler, som kan opbevares og transporteres. Det kan af denne årsag være med til at nedbringe CO₂-udledningen, da outputtet kan erstatte olieprodukter. Ydermere udskiller elektrolyseprocessen også varme, som kan anvendes i fjernvarmenettet.

⁴Skrevet ud fra artiklen af [Liebensteiner et al., 2024].

kvensdata i form af time- og dagsbaserede observationer for perioden 2015 til 2023. Metoden, som benyttes, er et fleksibelt ikke-lineært regressionsdesign, hvor elprisen modelleres som en funktion af en række faktorer: produktion af vedvarende energi, atomkraft, naturgaspris, CO₂-kvotepris, elforbrug og nettoeksport.

For at imødekomme potentielle endogenitetsproblemer ved handel, vælger de at anvende totrins mindste kvadraters (2SLS) metode, hvor nettoeksporten estimeres separat i første led. Liebensteiner et al. fremhæver ydermere, at handel og eksport spiller en væsentlig rolle i prisdannelse og er i stigende grad med til at påvirke prisniveauet og variationen herfor. Yderligere benytter de sig af en model i analysen, som vurderer elprisudviklingen i forskellige scenarier. Herunder hvordan antagelser om et stød til de enkelte faktorer har indflydelse på elprisen. Liebensteiner et al. konkluderer, at vedvarende energi har en klar prisdæmpende effekt, via merit-order effekten, som vokser med stigende andel i vedvarende energikilder. Med udgangspunkt i de andre variable undersøger artiklen, at elforbruget har en betydelig prisforhøjende effekt, samt at en udfasning af atomkraft medfører højere priser, da tabet af basisbelastningsproduktionen øger marginalomkostningerne. Ligeledes har højere CO₂-priser og naturgaspriser en tilsvarende stærk prisforhøjende effekt. Slutteligt undersøger artiklen, at stigende eksport øger elpriserne, i og med at det svarer til øget efterspørgsel.

Artiklen opstiller en masse scenarier, som hver især skal prædiktere elprisen fra 2022 til 2030. Artiklen tager først udgangspunkt i et baseline scenarie, hvor vedvarende energi antages at have en stigning, tilsvarende med +60%, et øget forbrug på 10%, udfaset atomkraft, CO₂-priser stiger ca. 25%, og en gaspris på 25 EUR/MWh. Med disse antagelser vil elpriserne forventes at ligge omkring 85 EUR/MWh i 2030, hvilket stadig er et markant højere niveau, sammenlignet med elprisen på 30 EUR/MWh i 2020, fra før krisen. Alt andet lige vil højere gaspriser, CO₂-priser og øget forbrug resultere i højere priser, end baseline scenariet. En eksponentiel vækst i vedvarende energikilder vil derimod kunne reducere priserne i det lange løb. Fordi Tyskland har haft høj produktion via atomkraft i tidligere år, har de undersøgt udviklingen, hvis atomkraft vendte tilbage til 2015-niveauet, og det ville føre til

markant lavere priser, i og med marginalomkostninger for atomkraft generelt er lave. De finder dermed frem til modstridende markedstrends, men samlet set vil det føre til højere og mere volatile elpriser i de kommende år. Liebensteiner et al. konkluderer, at fremtidige priser i høj grad vil afhænge af en tilpasning af markedsstrukturen samt systemfleksibilitet i form af evnen til at absorbere varierende produktion fra vedvarende energikilder.

4.4.2 Case om det danske elmarked⁵

Grohnheit and Sneum tager udgangspunkt i en kvantitativ analyse af timedata for elmarkedet i Vestdanmark. Artiklen inddrager spotpriser, vindproduktion, import/eksport og efterspørgsel. Metodisk bygger artiklen på tidligere analyser fra perioden 2011-2018, men varierer ved at fokusere på en længere tidsserie og inddrage begivenheder, som Covid-19 og den nylige energikrise, for at undersøge ekstreme tilfælde. I analysen anvender Grohnheit and Sneum deskriptiv statistik til at vurdere sammenhængen mellem vindproduktion og elpriser, samt at identificere hændelser med ekstreme udsving. Artiklen undersøger dernæst, hvordan ekstreme perioder og deres længde har indvirkning på prisdannelsen. I forhold til prisudviklingen finder de frem til, at markedspriserne har været relativt stabile frem til 2021, selvom andelen af vindkraft i Vestdanmark er steget til over 50% af elforbruget. Forskellen i den pris, som vindkraftproducenter tog sammenlignet med gennemsnitsprisen på markedet, har konsekvent holdt sig 10-15% lavere, hvilket indikerer, at markedet har absorberet den øgede vindkraft uden komplikationer.

I perioden, som Grohnheit and Sneum undersøger, er samhandelen med nabolandene øget markant, takket være udbygningen af kabler mellem landegrænser, hvilket har gjort det lettere at eksportere overskydende vindproduktion. Resultatet har også medført, at Vestdanmark og Tyskland havde samme priser i op til 65% af timerne i 2019. Dette indikerer, at import og eksport fungerer sublimt som fleksible balanceringsmekanismer.

Artiklen finder frem til, at priserne ikke følger et sæsonmønster og har været ret stabile, selvom vindproduktionen og elforbruget er højest om vinteren. Variationen i den månedlige

⁵Skrevet ud fra artiklen af Grohnheit and Sneum [2023].

mængde af vindproduktion er betydeligt større, end variationen i efterspørgslen. Der observeres trods alt en moderat stigning i ekstreme prisperioder. Timer med negative priser steg, men udgjorde aldrig mere end 2% af tiden, selv i 2020, som var ret vindmættet. I 2021 påvirkede eksterne faktorer, som energikrisen, ikke vindkraften i sig selv, men derimod skete der et stort spring i timer med høje priser, fastsat på mere end 100 EUR/MWh. Perioder med lav vindproduktion har været gradvist faldende hen over de år, som der undersøges i analysen, hvorimod perioder med høj vindproduktion, tilsvarende med at vindproduktionen overstiger 100% af efterspørgslen, har været stigende. På trods af ekstremiteter har prisspændet mellem vindens capture rate og markedsprisen forblevet relativt konstant, hvilket bunder ud i, at markedet har undgået kannibalisierung. Resultaterne i artiklen viser dermed, at markedet i Vestdanmark har vist sig at være robust overfor store mængder variabel vindkraft. Derudover er der ingen tegn på eskalerende ustabilitet eller kannibalisierung af vindkraftens markedsværdi. Årene 2020 og 2021 har henholdsvis vist behovet for øget elektrificering, for at udnytte den overskydende vindproduktion, og markedets sårbarhed overfor globale chok i form af energi- og gaspriser. Elektrificering af transport og andre sektorer fremhæves blandt andet, så efterspørgslen kan følge med den stigende produktion af vedvarende energi. Yderligere skal fleksible løsninger, som hurtigt kan reagere, fremmes, da prisudsving fra vindkraft især er til stede i enkelte timer. De lægger ligeledes stor vægt på en højere andel af vedvarende energi, med fokus på transmission i form af vedligeholdelse af kapacitet med udvidelser til nabolandene. Formålet herfor er fortsat at kunne eksportere overskudsproduktionen og sikre prisstabilitet.

4.5 Opsummering

Litteraturen peger samlet set på en række centrale sammenhænge mellem andelen af vedvarende energi, elprisens niveau og stabilitet samt elmarkedets strukturelle vilkår. Volatiliteten i elpriser er et centralt tema i litteraturen, hvor markedsforhold og sammensætningen af energikilder viser sig at være årsagen til variationen. Ifølge Cevik and Zhao oplever Danmark sammen med Tyskland de højeste udsving i elpriserne i Europa, hvilket især

tilskrives deres store andel af variabel vedvarende energi. Liebensteiner et al. viser for Tyskland, hvordan elmarkedet håndterer en højere andel af vedvarende energi. Resultatet herfor er, at mere vedvarende energi har en tydelig prisdæmpende effekt, men at manglende fleksibilitet medfører højere priser og volatilitet. Grohnheit and Sneum finder for Danmark, at vindkraftens capture rate ligger 10-15% under markedsprisen, men uden tegn på kannibalisering, takket være markedskoblingen. Winther indikerer derimod en stigende tendens til, at vindens capture rate falder med årene, i takt med at andelen af vindenergi øges. Andre studier påpeger, at integration med nabolande kan fungere som buffer mod udsving, men at 73% af variationen i volatiliteten kan skyldes påvirkninger fra andre lande.

De fremtidige udsigter præges af ambitiøse målsætninger for udbygning af sol- og vindenergi samt elektrificering af samfundet. Branner and Ingholt forudser et generelt fald i elpriserne frem mod 2035, men med stigende kortsigtet volatilitet på baggrund af den højere andel af vedvarende energi. PtX foreslås som en potentiel forløber til at absorbere overskydende energi og derigennem stabilisere elpriserne.

4.6 Projektets bidrag til den eksisterende litteratur

Dette speciale bidrager til den eksisterende litteratur med et metodisk og empirisk supplement til den eksisterende forskning om vedvarende energis indvirkning på elmarkedet. Tidligere studier har i høj grad beskrevet sammenhænge mellem vedvarende energi og prisvolatilitet ud fra deskriptiv statistik eller udenlandske casestudier. Dette speciale anvender i stedet en kombination af tidsrækkeanalyse, som VAR- og GARCH-X-modeller, samt regimemodeller, som Markov-regimeskift, til at analysere dynamiske effekter i en dansk kontekst på kort og lang sigt. Specialet adskiller sig især ved at fokusere på det danske spotmarked med en særlig høj andel af vedvarende energi, hvilket giver en konkret forståelse af markedsdynamikker under grøn omstilling. Ydermere supplerer specialet med en undersøgelse af, hvordan mere vedvarende energi kan bidrage til lavere gennemsnitspriser og samtidig skabe større prisudsving. Et tosidet aspekt, som har implikationer for politiske mål om både bæredygtighed og markedsstabilitet.

5 | Økonometrisk metode

For at kunne svare bedst muligt på Hypotese 2, om hvorvidt stigning i vindproduktion påvirker det daglige prisniveau og stabilitet på elmarkedet, vil dette kapitel introducere relevant økonometrisk teori. Vektor autoregressive modeller vil blive anvendt til at analysere vindproduktionens indflydelse på prisniveauet, og hvordan elprisen opfører sig, hvis der sker et enhedsskud til vindproduktionen. Volatilitetsmodeller, som ARCH og GARCH, vil blive introduceret for at kunne undersøge, om vindproduktionen har en indflydelse på elprisens volatilitet. Yderligere vil regimeskiftmodeller blive beskrevet med henblik på at kunne besvare Hypotese 2c, som omhandler, hvorvidt elprisen er blevet udsat for et regimeskift.

5.1 Vektor autoregressive modeller (VAR)¹

Vektor autoregressive modeller, også kaldt VAR(p)-modeller, er en multivariat autoregressiv proces, som gør det muligt at beskrive sammenhængen mellem flere endogene variable. I en analyse, hvor formålet er at undersøge indflydelsen fra vindproduktion på elprisen, kan det være nødvendigt at tilføje flere variable til modellen, for at kunne isolere den direkte effekt. Dette kaldes kontrolvariable, og det vil være muligt at tilføje ved hjælp af VAR(p)-modeller.

En VAR(p)-model består af n antal ligninger og repræsenterer n forskellige variable. Hver variabel er forklaret ved hjælp af deres egne tidligere værdier (også kaldet lags) samt de andre variables tidligere værdier. Derudover angiver p ordenen af modellen, hvilket også refererer til antallet af lags i modellen. En VAR(p)-model kan opskrives på formen

$$\mathbf{y}_t = \mathbf{v} + A_1 \mathbf{y}_{t-1} + \cdots + A_p \mathbf{y}_{t-p} + \boldsymbol{\varepsilon}_t, \quad t \in \mathbb{N}, \quad (5.1)$$

hvor $\mathbf{y}_t = (y_{1,t}, \dots, y_{n,t})$ angiver en vektor, som indeholder de n endogene variable til tiden, t . A_i er en $n \times n$ matrix, som indeholder koefficienterne for de n endogene variable,

¹Dette afsnit er inspireret af Lütkepohl [2005][Kap. 2.1].

og $\mathbf{v} = (v_1 \dots, v_n)$ angiver skæringspunktet for hver af de n ligninger. Til sidst antages det, at $\boldsymbol{\varepsilon}_t = (\varepsilon_{1,t}, \dots, \varepsilon_{n,t})$ er hvid støj, som opfylder betingelserne:

$$\begin{aligned}\mathbb{E}[\boldsymbol{\varepsilon}_t] &= \mathbf{0}, \\ \mathbb{E}[\boldsymbol{\varepsilon}_t \boldsymbol{\varepsilon}_t^\top] &= \Sigma_\varepsilon, \\ \mathbb{E}[\boldsymbol{\varepsilon}_t \boldsymbol{\varepsilon}_s^\top] &= 0, \quad s \neq t\end{aligned}\tag{5.2}$$

Ligning 5.1 kaldes også for den *reducerede form*, eller den statistiske form, af en VAR(p)-model. Når der arbejdes med autoregressive modeller, er en af antagelserne, at modellen skal være *stationær*. Jf. appendiks, Afsnit A.1, dækker stationaritet over, at middelværdien er konstant, og at tidsserien er tidsinvariant. Tidsinvariant betyder, at tidsseriens struktur ikke afhænger af tidspunktet, t . Med udgangspunkt i Ligning 5.1 vil det kræve, at tidsrækken konvergerer mod et bestemt ligevægtpunkt. For at sikre dette, er det nødvendigt at antage, at koefficientmatricen, A_i , konvergerer i *kvadratisk middel*². Det vil blandt andet sige, at matricen ikke har nogle egenverdier, der ligger på eller udenfor enhedscirklen. Dette er ækvivalent med at sige, at det karakteristiske polynomium for koefficientmatricen, A_i , skal opfylde

$$\det(I_K - A_i z) \neq 0 \quad \text{for } |z| \leq 1.\tag{5.3}$$

Ligning 5.3 kaldes også for *stationaritetsbetingelsen* for en VAR(p)-model. Denne stationaritetsbetingelse kan undersøges ved hjælp af *ADF-testet*, som er en hypotesetest, der undersøger eksistens af enhedsrødder. Teori og notation af dette test kan aflæses i Afsnit A.1.1. Hvis Ligning 5.3 ikke er opfyldt, kan det resultere i, at tidsserien divergerer og aldrig konvergerer tilbage til ligevægtpunktet. Tidsserien vil i dette tilfælde være blevet udsat for en permanent forskydning og være ikke-stationær.

Den reducerede form, Ligning 5.1, kan være anvendelig, hvis formålet er at prædiktere fremtidige værdier af ens endogene variabel. Ligning 5.1 siger derimod ikke noget om de øjeblikkelige effekter, der kan være til stede fra de forskellige endogene variable. I stedet

²Konvergere i kvadratisk middel dækker over, at matricen, A_i , konvergerer mod et givet ligevægtpunkt, x , for $t \rightarrow \infty$. Kilde: [Lütkepohl, 2005][s. 682].

skal Ligning 5.1 udvides til at forklare øjeblikkelige effekter. Dette kaldes også for den *strukturelle form* eller *økonomiske form*.

5.2 Strukturelle VAR-modeller (SVAR)³

I den kortsigtede analyse er formålet at undersøge vindproduktionens mulige påvirkning på elprisen. Her vil det især være interessant at undersøge, hvad et enhedsskock i vindproduktionen vil have af øjeblikkelig påvirkning på elprisen. For at isolere disse simultane effekter er det derfor nødvendigt at omskrive Ligning 5.1 til en strukturel form, hvor de øjeblikkelige effekter indgår. De øjeblikkelige effekter kan isoleres, hvis det antages, at de eksisterer i matricen, B_0 , hvorfor Ligning 5.1 kan omskrives til

$$B_0 \mathbf{y}_t = \mathbf{w}_t + B_1 \mathbf{y}_{t-1} + \cdots + B_p \mathbf{y}_{t-p} + \mathbf{u}_t, \quad t \in \mathbb{N}, \quad (5.4)$$

hvor $A_p = B_0^{-1} B_p$, $\mathbf{v}_t = B_0^{-1} \mathbf{w}_t$ og $\boldsymbol{\varepsilon}_t = B_0^{-1} \mathbf{u}_t$. $\mathbf{u}_t$ opfører sig som hvid støj og opfylder samme betingelser, som $\boldsymbol{\varepsilon}_t$ i Ligning 5.1. Ligning 5.4 kaldes også for en SVAR(p)-model af ordenen, p , og kan altid omskrives til en VAR(p)-model ved at gange med den inverse matrix, B_0^{-1} . Dette efterlader en kovariansmatrix på formen

$$\Sigma_{\boldsymbol{\varepsilon}} = B_0^{-1} \Sigma_{\mathbf{u}} (B_0^{-1})^{\top}. \quad (5.5)$$

Det vil blandt andet sige, at de øjeblikkelige effekter, i VAR(p)-modellen, fra hver af de endogene variable er indeholdt i fejllædet, $\boldsymbol{\varepsilon}_t$. Idet B_0 -matricen indeholder de øjeblikkelige effekter i hver af de endogene variable, vil B_0 indeholde 1-taller i diagonalen, da den tilhørende påvirkning på samme variabel er 1. B_0 -matricen kan aflæses i Ligning 5.6

$$\begin{bmatrix} 1 & b_{0,12} & \cdots & b_{0,1m} \\ b_{0,21} & 1 & \cdots & b_{0,2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{0,m1} & b_{0,m2} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

³Dette afsnit er inspireret af Lütkepohl [2005][Kap. 9.1] og Enders [2015][Kap. 10].

Problematikken ved at identificere koefficienterne i B_0 -matricen er, at der findes flere løsninger til ligningssystemet i Ligning 5.5. Dette kaldes også *identifikationsproblemet*, og opstår idet kovariansmatricen pr. definition er symmetrisk, hvilket resulterer i, at venstre siden i Ligning 5.5 altid vil have $\frac{n(n-1)}{2}$ variable mindre end højre siden. Der er på denne måde ikke en én-til-én relation mellem omskrivningen fra en VAR(p)-model til en SVAR(p)-model. En løsning til dette vil være at lave $\frac{n(n-1)}{2}$ restriktioner på B_0 -matricen. Dette kunne for eksempel være at lave B_0 om til en nedre trekantsmatrix illustreret i Ligning 5.7.

$$\begin{bmatrix} 1 & b_{0,12} & \dots & b_{0,1m} \\ b_{0,21} & 1 & \dots & b_{0,2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{0,m1} & b_{0,m2} & \dots & 1 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ b_{0,21} & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{0,m1} & b_{0,m2} & \dots & 1 \end{bmatrix}. \quad (5.7)$$

Selve omskrivningen i Ligning 5.7 er mulig, idet kovariansmatricen pr. definition er *positiv definit*, hvorfor det er muligt at gøre brug af *Cholesky-dekomposition*⁴. Med udgangspunkt i Ligning 5.7 viser matricen, at selve rækkefølgen af variablene vil have indflydelse på resultatet. Det kan for eksempel aflæses i Ligning 5.7, at den variabel, der er først i modellen, ikke bliver påvirket af de andre variable. Variabel 2 vil derimod være påvirket af den første variabel, men ikke af de andre variable osv. Dette er en sammenhæng, som rent statistisk er svær at opstille, hvorfor modellen også kaldes den økonomiske model. I dette projekt vil det være sammenhængen mellem den daglige vindproduktion og elprisen, som på forhånd skal fastlægges. I praksis kan det diskuteres, hvorvidt elprisen driver den daglige produktion af vind. Det kan antages, at vindproduktionen kun er styret af vejret, hvorfor vindproduktionen kan placeres først i modellen. Denne placering antager indirekte, at vindproduktionen ikke bliver påvirket af elprisen. Antagelsen kan diskuteres, idet elprisen i princippet kan have en indflydelse på efterspørgslen efter grønne investeringer, hvilket indirekte kan påvirke vindproduktionen.

⁴At kovariansmatricen, Σ_ϵ , er positiv definit dækker blandt andet over, at alle egenværdier og koefficienter er positive. I dette tilfælde eksisterer der en nedre eller øvre trekantsmatrix, P , som opfylder $P^{-1}A(P^{-1})^\top = I_n$, eller $A = PP^\top$. Denne omskrivning kaldes også for Cholesky-dekomposition [Lütkepohl, 2005][Kap. A.9.3].

5.2.1 Impuls-respons funktionen⁵

Udover den strukturelle form, illustreret i Ligning 5.4, er det ved hjælp af en strukturel analyse også muligt at undersøge reaktionen fra hver af de endogene variable, hvis der sker et enhedsskock (impuls) i en af de tilhørende variable. Med udgangspunkt i Ligning 5.5, er de øjeblikkelige effekter indeholdt i fejlleddet, ε_t , for en VAR(p)-model. For at kunne analysere, hvad en impuls i en af variablene har af indflydelse på de andre variable, kan *impuls-responsfunktionen* (IRF) anvendes. IRF gør det muligt at lokalisere disse reaktioner til et enhedsskock.

Idet de øjeblikkelige effekter er indeholdt i fejlleddet, vil det være muligt at identificere reaktionen af et enhedsskock i en given variabel ved at opstille $\mathbf{y}_t$, ved hjælp af nuværende og tidligere fejlledd. Under antagelse af at tidsrækken er stationær og opfylder stationaritetsbetingelsen, Ligning 5.3, samt B_0 -matricen kan opstilles ved hjælp af Cholesky-dekomposition, er det muligt at opskrive Ligning 5.4 på formen

$$\mathbf{y}_t = \boldsymbol{\mu} + \sum_{i=0}^{\infty} \Theta_i \mathbf{u}_{t-i}, \quad (5.8)$$

hvor $\Theta_i = A_i B_0^{-1}$. Selve omskrivningen af Ligning 5.4 til Ligning 5.8 kommer af, at det altid er muligt at udtrykke en SVAR(p)-model ved hjælp af nuværende og tidligere fejlledd, også kaldet *VMA-repræsentationen*. Udledningerne kan findes i Afsnit A.1.2.

Det er i matricen, Θ , at reaktionerne fra de endogene variable kan aflæses, hvorimod fejlleddet, $\mathbf{u}_t$, repræsenterer selve enhedsskocket. Stationaritetsbetingelsen sikrer, at et enhedsskock ikke har en permanent indflydelse på variablene. Med udgangspunkt i Ligning 5.8 vil det sige, at summen $\sum_{i=0}^{\infty} \Theta_i \mathbf{u}_{t-i}$ konvergerer mod 0 for $n \rightarrow \infty$. Med relation til den kortsigtede analyse i dette projekt vil IRF kunne give et indblik i reaktionen fra elprisen, når der sker et enhedsskock i vindproduktionen.

⁵Dette afsnit er inspireret af Lütkepohl [2005][Kap. 2.3.1].

5.2.2 Forecast error variance decomposition (FEVD)⁶

Udover at impuls-responsfunktionen hjælper med at analysere reaktionen af et enhedsskock i modellen, er det også muligt at undersøge, hvorvidt de endogene variables variation kan forklares af disse impulser. Med udgangspunkt i elprisen kan det undersøges, hvor meget vindproduktionen påvirker variationen af elprisen i fremtiden. Dette kaldes også *forecast error variance decomposition* (FEVD), hvilket beskriver andelen af variationen for en given variabel, som kan forklares ud fra impulserne af andre variable i modellen. Det vil sige, at FEVD kan bruges til at analysere, hvor meget vindproduktionens opførsel har af indflydelse på fremtidige prædiktioner af elprisen. Idet reaktionerne til disse impulser er indeholdt i matricen Θ , kan FEVD opstilles som

$$w_{nk} = \frac{\sum_{i=0}^h \theta_{nk,i}^2}{\text{var}[\mathbf{y}_{t+h,k}]}, \quad (5.9)$$

hvor $\theta_{mk,i}$ illustrerer indgangene i Θ -matricen, og h angiver prædiktionshorisonten. $\text{var}[\mathbf{y}_{t+h,k}]$ angiver derudover selve variationen i den k 'te variabel. Det vil sige, at Ligning 5.9 angiver den procentandel fra hver af de n variable, som er med til at forklare variationen af variablen k .

5.3 Volatilitetsmodeller

En del af den kortsigtede analyse er at undersøge vindproduktionens påvirkning på elprisens volatilitet. Vektor autoregressive modeller, præsenteret i Afsnit 5.1, kan give et indblik i selve vindproduktionens påvirkning på elprisen i form af niveauforskydning, men kan ikke fortælle noget om indflydelsen på volatiliteten. Derudover er en af antagelserne for VAR(p)-modeller, at variansen er tidsinvariant, også kaldet *homoskedasticitet*. Sådanne antagelser er nemme at arbejde med, men reflekterer ikke altid virkeligheden. Med udgangspunkt i Figur 1.1 kan det blandt andet aflæses, hvor stor variation der er i elprisen fra 2018 til i dag.

⁶Dette afsnit er inspireret af Lütkepohl [2005][Kap. 2.3.3].

I stedet kan det være anvendeligt at bruge modeller, som kan tage hensyn til *heteroskedasticitet*, hvilket er tidsskiftende volatilitetsmønstre. Forskellen mellem denne type modeller og VAR(p)-modeller er, at de tager udgangspunkt i den betingede varians, som afhænger af tidligere og nuværende volatilitetsniveauer. Dette er modsat VAR(p)-modellerne, som blandt andet antager, at der ikke eksisterer nogen autokorrelation, hvilket indikerer, at de endogene variable ikke afhænger af deres egne tidligere værdier.

5.3.1 Autoregressive heteroskedastiske modeller (ARCH)⁷

Den mest simple model inden for volatilitetsmodeller er den *autoregressive betingede heteroskedastiske model*, også kaldet ARCH(p)-model. Forskellen fra almindelige autoregressive modeller kommer af, at gennemsnittet og variansen er betinget af tidligere fejlled. Formålet ved volatilitetsmodellerne er at opnå en betinget varians af, ε_t , som ikke er konstant. Med udgangspunkt i en simpel AR(1)-model:

$$y_t = a_0 + a_1 y_{t-1} + \varepsilon_t, \quad (5.10)$$

kan det betingede gennemsnit og varians være givet ved

$$\begin{aligned} \mathbb{E}_{t-1}[y_t] &= a_0 + a_1 y_{t-1}, \\ \text{Var}[y_t | \Omega_{t-1}] &= \text{Var}_{t-1}[y_t] \\ &= \mathbb{E}_{t-1} \left[(y_t - \mathbb{E}_{t-1}[y_t])^2 \right] \\ &= \mathbb{E}_{t-1} \left[(y_t - a_0 - a_1 y_{t-1})^2 \right] \\ &= \mathbb{E}_{t-1}[\varepsilon_t^2], \end{aligned} \quad (5.11)$$

hvor $\Omega_{t-1} = y_{i=1}^{t-1}$. Det er selve udtrykket for den betingede varians, som er af interesse, hvilket ud fra Ligning 5.11 ligger i de kvadrerede fejlled. Disse kvadrerede fejlled kan antages at følge en AR(p)-model

$$\begin{aligned} \hat{\varepsilon}_t^2 &= a_0 + a_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + a_p \varepsilon_{t-p}^2 + \eta_t, \quad \text{hvor} \\ \mathbb{E}_{t-1}[\varepsilon_t] &= a_0 + a_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + a_p \varepsilon_{t-p}^2, \end{aligned} \quad (5.12)$$

⁷Dette afsnit er inspireret af Enders [2015][Kap. 3].

og η_t opfører sig som hvid støj. Det er denne form, som har lagt navn til en ARCH(p)-model, idet fejlleddene er betinget af tidligere kvadrerede fejllid. Med denne antagelse er det muligt at opskrive den autoregressive proces på formen:

$$y_t = \mathbb{E}_{t-1}[y_t] + \sqrt{\text{Var}_{t-1}[y_t]}v_t, \quad (5.13)$$

hvor v_t opfører sig som hvid støj. I første tilfælde vil det antages, at det forventede gennemsnit er konstant, hvoraf Ligning 5.13 kan omskrives til:

$$y_t = \mu + \sqrt{h_t}v_t, \quad (5.14)$$

hvor $\varepsilon_t = \sqrt{h_t}v_t$ og $h_t = \text{Var}_{t-1}[y_t] = \mathbb{E}_{t-1}[\varepsilon_t^2]$. h_t angiver på denne måde den tidsvarierende betingede varians, hvilket også kan noteres σ_t^2 . Med udgangspunkt i Ligning 5.12 og at $h_t = \mathbb{E}_{t-1}[\varepsilon_t^2]$ kan h_t opskrives på formen:

$$h_t = a_0 + a_1\varepsilon_{t-1}^2 + a_2\varepsilon_{t-2}^2 + \cdots + a_p\varepsilon_{t-p}^2. \quad (5.15)$$

Ligning 5.15 kaldes også for ARCH(p)-modellen, hvor alle koefficienter opfylder betingelsen:

$$a_0 > 0, a_i \geq 0, \sum_{i=1}^p a_i < 1. \quad (5.16)$$

Ligning 5.16 sikrer på denne måde, at variansen ikke kan divergere og er stationær. På denne måde angiver Ligning 5.14 og Ligning 5.15 de to ligninger for en ARCH(p)-model. ARCH(p)-modellen gør det muligt at undersøge, hvor stor en reaktion der sker i variansen, ud fra ny information i fejlleddene. Denne information er indeholdt i koefficienterne a_p og afhænger af tidspunktet. På denne måde vil de kvadrerede fejllid i Ligning 5.15 også være korrelerede, hvilket vil sige der eksisterer heteroskedasticitet, som VAR(p)-modellerne ikke tillader. Dette er derfor et krav for en ARCH(p)-model og kaldes for *ARCH-effekter*⁸.

5.3.2 Generaliseret ARCH-modeller (GARCH)⁹

ARCH(p) gjorde det muligt at opskrive den betingede varians som en AR(p)-model. Selvom ARCH(p)-modellen er simpel, kan estimeringen være kompleks, idet det kan kræve mange

⁸ARCH-effekter undersøges ved hjælp af *Ljung-box* testet. Notation og yderligere forklaring af ARCH-effekter kan aflæses i Afsnit A.2.

⁹Dette afsnit er inspireret af Enders [2015][Kap. 2].

lags, for at kunne beskrive volatiliteten tilstrækkeligt. En udvidelse af en ARCH(p)-model kan derfor være en *generaliseret autoregressiv betinget heteroskedastisk model*, også kaldet GARCH(p, q)-model. GARCH(p, q)-modellen tilføjer en MA(q)-komponent til den betingede varians og kan opskrives på formen

$$\begin{aligned} y_t &= \mu + v_t \sqrt{h_t}, \\ \varepsilon_t &= v_t \sqrt{h_t}, \\ h_t &= a_0 + \sum_{i=1}^q a_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{i=1}^p \beta_i h_{t-i}, \end{aligned} \quad (5.17)$$

hvor v_t opfører sig som hvid støj, og a_0 angiver konstantleddet for den betingede varians. GARCH(p, q)-modellen tillader både en autoregressiv komponent og en glidende gennemsnitskomponent i den heteroskedastiske varians, h_t . På denne måde er den betingede varians, givet ved Ligning 5.17, opstillet som en ARMA(p, q)-model¹⁰.

Koefficienterne i Ligning 5.17 fortæller hver især noget om volatiliteten. a_i fortæller, ligesom for en ARCH(p)-model, selve størrelsen af variansen til ny information eller chok i fejlleddene. β_i fortæller derimod noget om varigheden fra sådan et chok. Jo større β_i er, jo længere er varigheden af reaktionen fra et chok i fejlleddene.

GARCH med eksogene variable (GARCH-X)¹¹

Indtil videre er der blevet introduceret til univariate volatilitetsmodeller, herunder ARCH(p) og GARCH(p, q). For at kunne undersøge selve vindproduktionens indflydelse på elprisen, er det nødvendigt at udvide de præsenterede modeller, for at kunne tilføje ekstra variable. Idet GARCH(p, q) er mindre kompleks at estimere, vil det være den model, der tages udgangspunkt i. For at analysere vindproduktionens indflydelse på elprisens volatilitet, anvendes en GARCH-X-model, hvor vindproduktionen tilføjes som eksogen variabel. Vindproduktionen betragtes i dette tilfælde som uafhængig af elprisen, idet den primært

¹⁰En ARMA(p, q)-model består af en autoregressiv komponent, AR(p), og en glidende gennemsnitskomponent, MA(q).

¹¹Dette afsnit er inspireret af Han and Kristensen [2012][Kap. 2].

drives af vejrforhold. På denne måde kan GARCH-X-modellen beskrive, om der eksisterer en ensrettet kausalitet mellem vindproduktionens påvirkning på elprisens volatilitet. GARCH-X-modellen kan udtrykkes på samme måde som Ligning 5.17, med tilføjelse af en eksogen komponent for variansen, h_t :

$$\begin{aligned} y_t &= \mu + v_t \sqrt{h_t}, \\ \varepsilon_t &= v_t \sqrt{h_t}, \\ h_t &= a_0 + \sum_{i=0}^p a_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{i=1}^q \beta_i h_{t-i} + \sum_{i=1}^r \pi_i x_{t-i}^2, \end{aligned} \quad (5.18)$$

hvor det gælder for parametrene, at

$$a_0 > 0, a_i \geq 0, \beta_i \geq 0, \pi_i \geq 0, \sum_{i=1}^p a_i < 1, \sum_{i=1}^q \beta_i < 1, \sum_{i=1}^r \pi_i < 1, \quad (5.19)$$

for at sikre stationaritet af modellen. π_i angiver i dette tilfælde den eksogene påvirkning på variansen, h_t . Det er denne komponent, som vil gøre det muligt at undersøge, hvor stor en påvirkning vindproduktionen kan have på elprisens volatilitet.

5.4 Lineær regressionsmodel¹²

Indtil videre er der blevet introduceret til forskellige modeller indenfor tidsrækkeanalyse, som hver beskriver sammenhængen mellem de endogene variable i modellen. For at besvare Hypotese 2c tages der udgangspunkt i månedlig data, hvor tilføjelsen af flere variable gør det muligt at isolere vindproduktionens historiske indflydelse. Herunder variable som forbrug, solproduktion, gaspris, kulpris, inflation og BNP. Med udgangspunkt i en VAR(p)-model og en strukturel analyse kan det være kompliceret at opstille en model, som skal tage hensyn til sådan et højt antal variable. Med hensyn til inflation og BNP opgives de hver især månedligt og kvartalsvis. Med udgangspunkt i en almindelig VAR-model med otte variable, vil antallet af koefficienter, der skal estimeres, være:

$$\text{Antal variable} \times (\text{antal variable} \times \text{antal lags}). \quad (5.20)$$

¹²Dette afsnit er inspireret af Stubager and Sønderskov [2011][S. 7-40] .

Med 1 lag vil det i alt give 64 koefficienter, som skal estimeres. Antallet af nødvendige observationer pr. estimeret koefficient er en vurderingssag og vil variere fra model til model. Hvis det antages, at det kræver 5 observationer pr. estimeret koefficient, vil det kræve 340 observationer. 340 observationer er nemt at opnå, når der arbejdes med timebaseret data, men kan være vanskeligt med variable som inflation og BNP. For at simplificere analysen tages der derfor udgangspunkt i en multipel lineær regressionsmodel på formen

$$y = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 x_1 + \cdots + \hat{\beta}_p x_p + \varepsilon, \quad (5.21)$$

hvor y er den afhængige variabel, x_i er de uafhængige eller forklarende variable, og ε er et fejledd. Det kan være nyttigt at antage, at ε opfører sig som hvid støj, hvor både autokorrelation og homoskedasticitet er sikret.

5.4.1 Markov-regimeskift¹³

Med formålet om at undersøge, hvordan elprisen er blevet påvirket af vindproduktionen historisk, kan det være en nødvendighed at undersøge, hvorvidt elprisen er blevet udsat for et regimeskift undervejs. Der kan være tale om makroøkonomiske effekter, som har væsentlig betydning for forholdet mellem den afhængige variabel, elprisen, og de forklarende variable. Disse regimeskift er ikke-lineære og kan modelleres ved hjælp af *Markov-regimeskift*. Regimeskiftet er karakteriseret ved, at der sker et skift i variabelenes middelværdi og dermed bliver udsat for en strukturel ændring. Måden, hvorpå disse regimer bliver udregnet, er ved hjælp af sandsynlighedsfordelinger og antagelsen om, at disse skift følger en *Markov-kæde*. Det vil sige, at regimerne kun afhænger af regimets nuværende tilstand. Med udgangspunkt i funktionen s_t , kaldes den *tilstandsfunktionen* og følger en første ordens Markov-kæde med følgende transitionsmatrix:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \mathbb{P}(s_t = 1 | s_{t-1} = 1) & \mathbb{P}(s_t = 2 | s_{t-1} = 1) \\ \mathbb{P}(s_t = 1 | s_{t-1} = 2) & \mathbb{P}(s_t = 2 | s_{t-1} = 2) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} \\ p_{21} & p_{22} \end{bmatrix}, \quad (5.22)$$

¹³Dette afsnit er inspireret af Kuan [2002][Kap. 2] .

hvor $p_{i0} + p_{i1} = 1$. Ligning 5.22 viser sandsynlighederne for tilstandsfunktionen, s_t . Hvis s_t befinder sig i regime 1, vil sandsynligheden for, at tilstandsfunktionen enten forbliver i regime 1 eller skifter til regime 2, kun afhænge af tilstandsfunktionens nuværende tilstand. Dette betyder, at Ligning 5.21 kan omskrives til

$$y = \hat{\beta}_0^{s_t} + \hat{\beta}_1^{s_t} x_1 + \cdots + \hat{\beta}_p^{s_t} x_p + \varepsilon, \quad (5.23)$$

hvor s_t enten tager værdien 1 eller 2, alt efter tilstanden af systemet. Dette kaldes en 2-ordens Markov-regimeskiftmodel og kan i teorien udvides til at gælde for n antal regimer. Derudover er tilstandsfunktionen sat på hver variabel i Ligning 5.23, hvilket også kan variere, alt efter formål. I teorien kan det undersøges, hvordan modellen opfører sig ud fra regimeskift i en enkelt variabel. Det eneste krav er, at variablene, som skifter mellem regimer, skal have den samme regimestruktur. Det kan ikke undersøges, om $\hat{\beta}_1$ opfører sig i regime 1, samtidig med, at $\hat{\beta}_0$ befinder sig i regime 2. De skal begge være indeholdt i samme regime.

5.5 Opsummering¹⁴

Dette kapitel har haft til formål at introducere til økonometriske modeller, som kan understøtte den empiriske analyse i dette speciale. For at kunne anvende disse modeller er det nødvendigt at undersøge, hvordan disse modeller estimeres, samt om de angivne modeller kan accepteres på det valgte datasæt. Denne proces kaldes også for modeludvælgelse og kan opdeles i fire trin for både VAR-modeller, volatilitetsmodeller samt lineære regressionsmodeller og kan aflæses i Tabel 5.1. Tabel 5.1 indeholder de fire trin: Identifikation, estimering, modeldiagnostik og modeludvælgelse. De fire trin sikrer, at den anvendte model opfylder nødvendige antagelser, som er blevet præsenteret i dette kapitel.

¹⁴Dette afsnit er inspireret af Shumway and Stoffer [2025][Kap. 5.3 og 5.5] .

Trin	Beskrivelse
Identifikation	Definition af variable og sikre sig, at modellen indeholder de nødvendige og rigtige variable for undladelse af omitted bias og multikollinearitet. Ydermere test for heteroskedasticitet, hvor det kun er volatilitetsmodellerne der tillader heteroskedasticitet for den betingede varians.
Estimering	Estimeringsmetode afhænger af modellen. VAR-model og lineær regression estimeres ved hjælp af OLS, hvorimod volatilitetsmodellerne og Markov-regimeskift bliver estimeret med MLE.
Modeldiagnostik	Er modellen stationær og opfører fejleddene sig som hvid støj.
Modeludvælgelse	Hvis flere modeller opfylder de specifikke antagelser, kan en sammenligning være nødvendig. Informationskriterier eller justeret forklaringsgrad kan her være anvendelig. Efter modeludvælgelse vil det være muligt at foretage yderligere analyser, som strukturel analyse eller robusthedstest.

Tabel 5.1: Oversigt over de fire trin der eksisterer i udvælgelse af en økonometrisk model.

Tabel 5.1 viser, hvilken estimeringsmetode der bliver anvendt for hver af modellerne. Grunden til, at modellerne estimeres forskelligt, er på baggrund af linearitetsforholdet. Med udgangspunkt i en $\text{VAR}(p)$ -model, på formen Ligning 5.1, består den af n ligninger, som hver især kan betragtes som en lineær regression, hvorfor almindelig OLS-estimation kan anvendes. Modsat gælder det for en $\text{GARCH}(p, q)$ -model, på formen Ligning 5.17 og en Markov-regimeskiftmodel, at systemet ikke er lineært på baggrund af den varierende volatilitet eller skiftende regimer. Dette gør det umuligt at estimere modellen ved hjælp af OLS-regression. Derimod kan de estimeres ved brug af MLE, som i stedet tildeler fejleddene en fordeling, som gør det muligt at benytte sandsynligheder til at fremskrive de estimerede parametre. Yderligere teori inden for estimering kan aflæses i Afsnit A.3 og Afsnit A.4.

6 | Data & modelldiagnostik

For at kunne besvare hypoteserne, tilknyttet Hypotese 2 om hvorvidt prismekanismen og volatilitet har ændret sig på det danske elmarked, vil dette speciale foretage en analyse af elprisen på daglige og månedlige observationer. Den kortsigtede analyse vil gøre det muligt at undersøge de daglige udsving, samt hvordan en stigning i vindproduktionen påvirker elprisen på kort sigt. De månedlige observationer vil derimod være med til at kunne besvare om der har været et regimeskift i elprisens historiske udvikling. Før sådan analyser kan foretages, skal vigtige variable og valg af periode defineres. Dette kapitel vil derfor introducere til datasættet, samt undersøge om antagelserne fra de introducerede modeller i Kapitel 5 gør sig gældende, for det valgte datasæt.

6.1 Valg af variable

Med udgangspunkt i datasættet er de valgte variable valgt for budområde, DK1. Dette område er valgt på baggrund af den store mængde af vindkapacitet, som befinder sig uden for den vestjyske kyst. Idet specialet har fokus på Danmarks stabilitet på elmarkedet, og Danmarks primære elproduktion er vindenergi, giver det derfor mening at undersøge det budområde, hvor andelen af vindenergi er størst [Løvgren, 2024].

Ud fra Hypotese 2 vil hver del af analysen tage udgangspunkt i hver deres periode og datasæt. På baggrund af dette kan valg af variable, metode og formål aflæses i Tabel 6.1.

Metode	Variable	Frekvens	Hypotese
VAR(p)-model / strukturel analyse	• Elpris • Elforbrug • Vindproduktion	Time	Hypotese 2a: På kort sigt vil en stigning i vindkapaciteten påvirke det daglige prisniveau negativt.
GARCH-X	• Elpris • Vindproduktion	Time	Hypotese 2b: På kort sigt vil en stigning i vindkapaciteten påvirke den daglige volatilitet positivt.
Regressionsanalyse	• Elpris • Elforbrug • Vindproduktion • Solproduktion • Gaspris • Kulpris • Inflation • BNP	Månedlig	Hypotese 2c: Der har været et regimeskift i elprisens historiske udvikling.

Tabel 6.1: Oversigt over de valgte metoder og deres tilhørende variable, samt hvilken hypotese hver metode skal kunne besvare.

Med udgangspunkt i Tabel 6.1 kan analysen i projektet deles op i to dele: En kortsigtet analyse og en langsigtet analyse. Den kortsigtede analyse vedrører brug af tidsrækkeanalyse, som VAR(p)-modeller og GARCH-X. Med den kortsigtede analyse vil det være muligt at kunne besvare del (a) og (b) af Hypotese 2, om hvorvidt en stigning i vindproduktionen vil påvirke det daglige prisniveau og volatilitet. Derfor vil der tages udgangspunkt i timedata for denne analyse.

I den langsigtede analyse anvendes en regressionsanalyse til at kortlægge elprisens historiske udvikling. Regimeskiftmodeller inddrages for at belyse, om der har været et regimeskift i elprisens historiske udvikling, jf. Hypotese 2c. Analysen tager udgangspunkt i et månedligt format, hvilket reducerer den støj, der kan være karakteriseret ved timedata, og giver et mere hensigtsmæssigt grundlag for at inkludere kontrolvariable som BNP og inflation. Det

vil blandt andet sige, at det er nødvendigt at formatere nogle af de angivne variable i Tabel 6.1. Definition af de valgte variable og deres frekvens er defineret i Boks 6.1.

Boks 6.1: Definition og begrundelse af valgte variable.

Elpris: måles i DKK/MWh. Kilde: [Energinet, 2025b].

Elprisen er angivet som den timebaserede balanceringspris på *day-ahead*,^a mellem udbud og efterspørgsel i budområdet DK1. Elprisen refererer derfor til ligevægtspunktet mellem den aggregerede udbuds- og efterspørgselskurve for den angivne time.

Elforbrug: måles i MWh. Kilde: [Energinet, 2025c].

Variablen angiver det timebaserede bruttoforbrug i DK1, hvor tab i transmissionsnettet er inkluderet. Bruttoforbruget beregnes som summen af al elproduktion, inklusiv producenternes eget forbrug samt nettoimport og -eksport af elektricitet. Elforbrug anvendes i både den kortsigtede og den langsigtede analyse som en indikator for efterspørgselsforholdene på elmarkedet. I analyserne fungerer elforbruget desuden som kontrolvariabel i modelleringen af sammenhængen mellem vindproduktion og elpris, da variationer i efterspørgslen kan påvirke denne relation. Særligt i perioder med lav efterspørgsel, hvor prisdannelsen kan være mindre afhængig af udbuddet fra vindenergi.

Vindproduktion: måles i MWh. Kilde: [Energinet, 2025c].

Vindproduktionen er opgjort som den samlede timebaserede elproduktion fra vind i DK1. Dette omfatter både store og små vindproducenter på land og i vand. Vindproduktionen anvendes i både den kortsigtede og langsigtede analyse, idet Danmarks primære elproduktion kommer fra vind, jf. Figur 4.1.

Solproduktion: måles i MWh. Kilde: [Energinet, 2025c].

Solproduktionen er angivet som den samlede timebaserede elproduktion fra sol i DK1. Dette omfatter både store og små solfarme samt egenproduktion, som anvendes direkte og ikke føres ud i transmissionsnettet. Solproduktion anvendes udelukkende i den langsigtede analyse. Inklusionen begrundes med den markante vækst i solkapaci-

tet i Danmark over det seneste årti, jf. Tabel B.1 og bidrager til at forklare elprisens langsigtede udvikling med den stigende andel i vedvarende energi.

Gaspris: måles i kr/GJ. Kilde: [Energistyrelsen, 2024c].

Gasprisen er angivet som den gennemsnitlige månedspris for naturgas i Europa. Naturgasprisen (NGP) er defineret som et vægtet gennemsnit af handler på den hollandske gasbørs, TTF^b. Gasprisen indgår kun i den langsigtede analyse og er valgt på baggrund af dens centrale rolle i merit-ordenen (jf. Figur 3.5). Derudover fungerer gasprisen som en indikator for makroøkonomiske og geopolitiske chok, da den historisk har været følsom over for kriser og forstyrrelser på energimarkedet.

Kulpris: måles i kr/mt. Kilde: [Energistyrelsen, 2024c].

Kulprisen er angivet som den gennemsnitlige månedlige importpris på kul fra Sydafrika^c, hvor kr/mt angiver prisen pr. ton kul. Kulprisen indgår udelukkende i den langsigtede analyse og er på samme måde som gasprisen valgt på grund af dens betydning i merit-ordenen (jf. Figur 3.5). Desuden bidrager kulprisen til at beskrive samspillet mellem brændselsomkostninger og CO₂-priser, hvilket er centralt for forståelsen af elprisens udvikling over tid.

Forbrugerprisindeks (CPI): måles i indeks med 2015 = 100. Kilde: [Løvgren, 2024].

CPI er angivet som månedligt data og afspejler prisniveauet på forbrugsvarer og tjenester i Danmark. Indekset anvendes som en indikator for inflation, hvor 2015 udgør basisåret (indeks 100). CPI indgår kun i den langsigtede analyse og bruges som kontrolvariabel til at kunne beskrive de økonomiske forhold i perioden. Derudover kan CPI hjælpe med at adskille reelle prisudsving i elmarkedet fra generelle prisstigninger, hvilket er centralt i en langsigtet analyse, hvor formålet er at isolere strukturelle effekter fra vedvarende energikilder.

Bruttonationalprodukt (BNP): måles i 1000 kr, pr indbygger. Kilde: [Danmarks

Statistik, 2025]

BNP er opgjort som Danmarks kvartalsvise bruttonationalprodukt i løbende priser og er sæsonkorrigeret. BNP indgår kun i den langsigtede analyse og kan ligesom CPI fungere som en kontrolvariabel. BNP anvendes som et mål for den samlede økonomiske aktivitet og kan dermed bidrage til at forklare efterspørgselsdynamikken i elmarkedet i relation til den økonomiske vækst.

^a*Day-ahead* angiver dagen før et driftsdøgn.

^bDen hollandske gasbørs, TTF, er den mest likvide gasbørs i Europa og sætter derfor prisen for europæisk gas. På samme måde følger de danske gaspriser de hollandske tæt og er stærkt korreleret med hinanden [Forsyningstilsynet, 2022].

^cKulprisen fra Sydafrika er valgt på baggrund af den høje mængde af kulimport fra Sydafrika [Energistyrelsen, 2024a].

Med udgangspunkt i Boks 6.1 er de valgte variable udvalgt for at kunne beskrive elprisens udvikling bedst. Den kortsigtede analyse har fokus på at isolere vindproduktionens indflydelse på de timebaserede udsving, hvorfor modellen kun tager udgangspunkt i variablene: vindproduktion, elforbrug og elpris. Selvom den kortsigtede har til formål at isolere den daglige påvirkning fra vindproduktionen, er det relevant at tilføje variable som elforbruget. Elforbruget sikrer, at relationen mellem vindproduktionen og elprisen er i forhold til efterspørgselsdynamikken. I praksis er vindproduktionen ikke styret af daglige sæsoner, ligesom elprisen, hvorfor det kan være nødvendigt at tilføje elforbruget som en kontrolvariabel. Ydermere kan det diskuteres, hvorvidt de tre variable er nok til at beskrive de daglige udsving i elprisen. Konsekvensen af dette vil blive undersøgt yderligere i analysen, samt diskuteret i Kapitel 9.

For den langsigtede analyse er formålet at undersøge, hvorvidt en stigning i vedvarende energi har haft indflydelse på elprisen, historisk. Idet perioden som undersøges strækker sig fra 2007 til 2024, er det nødvendigt at inddrage makroøkonomiske faktorer og kontrolvariable, for at få et realistisk billede af vedvarende energis indflydelse på elprisen. Dette danner grundlag for at inddrage økonomiske kontrolvariable, såsom CPI og BNP. For hen-

holdsvis elprisen, elforbruget, vindproduktionen og solproduktionen, som er angivet pr. time, vil der i analysen tages udgangspunkt i et månedligt gennemsnit af disse variable. Gasprisen, kulprisen og CPI er allerede angivet månedligt, hvorfor formatering af disse ikke er nødvendig. BNP opgøres kvartalsvis, hvor månederne imellem kvartalerne udfyldes ved hjælp af lineær interpolation¹.

6.2 Modeldiagnostik

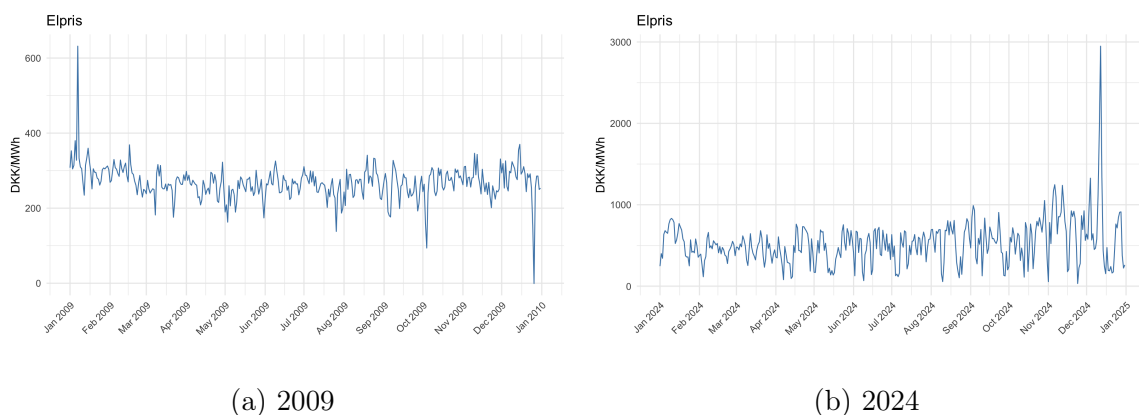
Deskriptiv statistik af de præsenterede variable i Boks 6.1 kan aflæses i appendiks, jf. Bilag B. Den kortsigtede analyse vil tage udgangspunkt i to perioder, hvor perioderne er valgt på baggrund af deres vindproduktion. Derfor vil den kortsigtede analyse omhandle de år, hvor vindproduktionen har været højest og lavest. Ud fra Tabel B.1 i appendiks vil det være 2009, som det år med den laveste produktion, samt 2024, som det år med den højeste produktion. For den langsigtede analyse vil der derimod tages udgangspunkt i månedligt data for hele perioden mellem 2007 og 2024. Dermed vil det være muligt at undersøge, hvordan elprisen rent historisk har opført sig, samt om der har været en ændring i forholdet mellem elprisen og vindproduktionen. Før analyserne kan foretages, er det nødvendigt at undersøge, hvorvidt det daglige og månedlige data opfylder nødvendige antagelser, nævnt i Kapitel 5. Derfor undersøges de daglige og månedlige priser for sig.

6.2.1 Daglige elpriser

Hovedformålet med den kortsigtede analyse er at undersøge vindproduktionens indflydelse på elprisens daglige udsving, baseret på timebaseret data. Det analyseres, hvordan de tre variable: elprisen, elforbruget og vindproduktionen opfører sig i årene 2009 og 2024, samt om det er muligt at gøre de tre variable stationære. I afsnittet vises det kun illustrativt for elprisen, hvor samme fremgangsmetode anvendes på elforbruget og vindproduktionen,

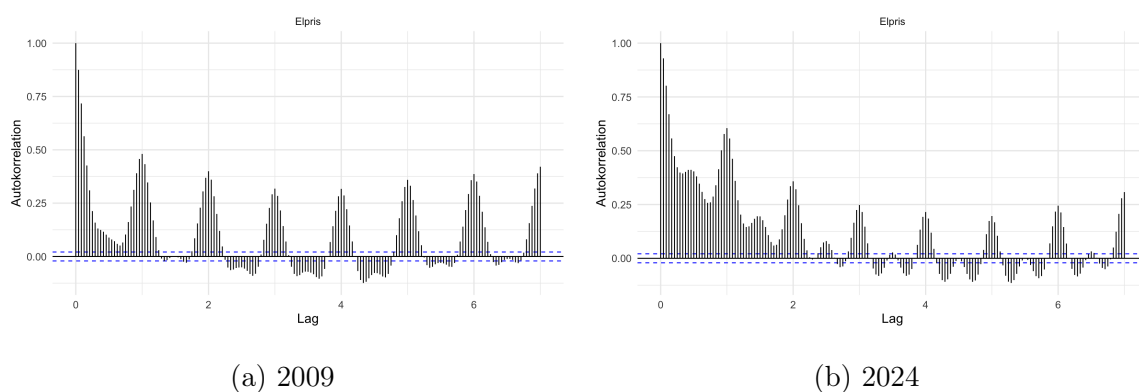
¹Lineær interpolation udregner “manglende” observationer imellem to datapunkter ved at antage, at ændringen mellem punkterne følger en ret linje [Pokharel, 2020].

som kan aflæses i appendiks, Afsnit B.2.1. Elprisen i 2009 og 2024 er illustreret i Figur 6.1



Figur 6.1: Daglig aggregeret elpris for årene 2009 og 2024.

I Figur 6.1a fremgår elprisen med to tydelige afvigelser omkring starten og slutningen af året. Derudover ligger elprisen på et stabilt prisniveau omkring 200-400 DKK/MWh. Med udgangspunkt i Figur 6.1b ligger det generelle prisniveau for elprisen i 2024 omkring 200-1000 DKK/MWh med en stigning i prisniveauet hen imod slutningen af året. Generelt er der tale om højere elpriser i 2024, sammenlignet med 2009. For yderligere at undersøge, hvorvidt der eksisterer en sæson- eller trendkomponent i datasættet, opsættes ACF for elprisen i de to perioder, hvilket kan aflæses i Figur 6.2.



Figur 6.2: ACF af elprisen for årene 2009 og 2024, hvor lag er angivet i døgn.

Figur 6.2 viser autokorrelationen for elprisen i år 2009 og 2024, hvor hvert lag er angivet i døgn. Det aflæses, at der forekommer systematiske udsving mellem hvert lag (24 timer) i 2009. Elprisen har skiftevis høj positiv og negativ autokorrelation, hvilket kan være en konsekvens af timedata. Det vil sige, at elprisen i dag har en høj autokorrelation med prisen i samme time dagen før. De negative udsving kan skyldes, at prisen generelt er lavere om natten, end den er om dagen, hvorfor der forekommer systematiske udsving i autokorrelationen. ACF for elprisen overskrider signifikansniveauet igennem alle lags, hvilket er ensbetydende med høj autokorrelation.

Med udgangspunkt i Figur 6.2b, adskiller elprisen i 2024 sig ved at have en længere nedadgående trend, indtil lag 2 (48 timer), hvorefter udsvingene ikke er lige så systematiske, sammenlignet med 2009. Der er en tendens til mere støj og usystematiske udsving i elprisen fra 2024, hvilket kan indikere højere volatilitet. Derudover er elprisen i 2009 mere persistent, sammenlignet med 2024, hvilket kan indikere, at elprisen i 2024 i højere grad er bestemt ud fra kortsigtede faktorer. Generelt er elprisen karakteriseret ved sæsonmønstre i løbet af dagen, hvilket indikerer, at elprisen i Figur 6.2a og Figur 6.2b ikke er stationær. Sæsonmønstrene gør det vanskeligt at identificere de faktiske tendenser, der sker i datasættet, hvilket medfører en mere ustabil analyse. Det samme gælder for elforbruget, illustreret i Figur B.3, som er præget af daglige sæsonudsving. Derimod viser Figur B.3, at vindproduktionen ikke er præget af daglige udsving, men derimod har en aftagende autokorrelationsfunktion, hvilket indikerer, at variabelen er trendstationær.

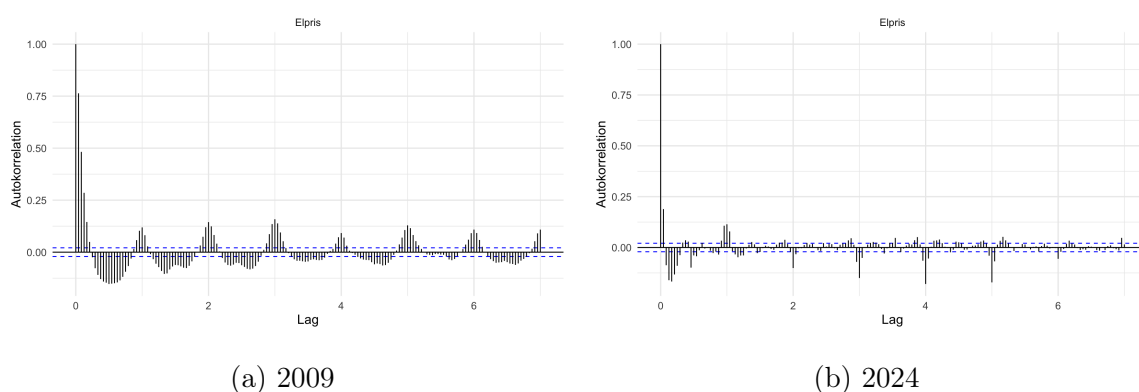
For at opnå stationaritet for de tre variable, er første differens anvendt, hvilket medfører, at trendkomponenten af variablene fjernes. Jf. Figur B.3, er første differens af vindproduktionen i 2009 og 2024 nok til at gøre variabelen stationær. For henholdsvis elprisen og elforbruget er dette ikke nok til at fjerne de daglige sæsonudsving, hvorfor sæsonkorrigering er nødvendig. Derfor anvendes en filtreringsproces, kaldet *STL-dekomposition*. STL-dekomposition benytter en filtreringsproces, hvor tidsserien inddeles i en trendkomponent, en sæsonkomponent og en residualkomponent. Det er residualkomponenten, som til sidst vil illustrere den filtrerede elpris, som anvendes i analysen. Yderligere forklaring af denne filtreringsproces kan findes i appendiks, Afsnit B.1. Samme fremgangsmetode er blevet an-

vendt på elforbruget, som kan aflæses i appendiks, jf. Afsnit B.2.2. Residualkomponenten for elprisen i 2009 og 2024, efter anvendelse af STL-dekomposition, kan aflæses i Figur 6.3.



Figur 6.3: Residualkomponent for den daglig aggregeret elpris for årene 2009 og 2024.

I Figur 6.3a varierer elprisen omkring nul, uden systematiske udsving, hvilket tyder på, at trend- og sæsonkomponenten er fjernet. Variationen af elprisen er relativt lille og stabil gennem året med større udsving omkring slutningen af året. I Figur 6.3b aflæses det, at der er større udsving, sammenlignet med elprisen i 2009. For at undersøge, hvorvidt det har været muligt at fjerne autokorrelationen, plottes ACF for 2009 og 2024 i Figur 6.4.



Figur 6.4: ACF af residualkomponenten for elprisen efter STL-dekomposition, for årene 2009 og 2024, hvor lag er angivet i døgn.

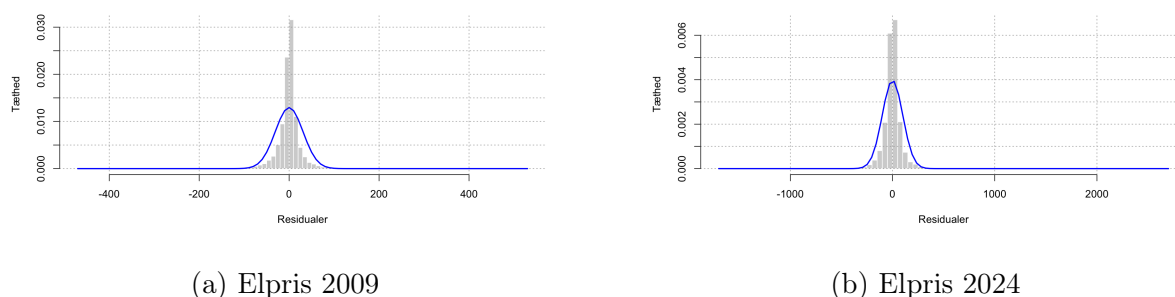
Figur 6.4 viser, at det ikke har været muligt at fjerne alt autokorrelation imellem lags, for både år 2009 og 2024. Især elpriserne i Figur 6.4a, for 2009, viser stadig tydelige sæsonmønstre, som ikke har været mulige at fjerne. Autokorrelationsfunktionen er derimod mere aftagende og mindre persistent. Med udgangspunkt i elprisen for 2024, Figur 6.4b, er den karakteriseret med aftagende autokorrelation, hvor den efter lag 5 (120 timer) holder sig inden for signifikansbåndene. Det samme kan noteres for elforbruget i Afsnit B.2.2, hvor det har været svært at fjerne autokorrelation i 2009, sammenlignet med 2024. Derimod har det for vindproduktionen været muligt at fjerne næsten al autokorrelation for både 2009 og 2024. Selvom det ikke har været muligt at fjerne al autokorrelation i elprisen og elforbruget, er det stadigvæk muligt at undersøge, hvorvidt residualkomponenten for de tre variable er stationære. Dette gøres ved hjælp af ADF-testet, som undersøger, hvorvidt der eksisterer enhedsrødder i variablene.

Variabel	2009		2024	
	Teststørrelse	P-værdi	Teststørrelse	P-værdi
Elpris	-39,62	0,01	-43,93	0,01
Elforbrug	-46,50	0,01	-38,73	0,01
Vindproduktion	-22,68	0,01	-24,741	0,01

Tabel 6.2: Tabel over teststørrelse og tilhørende p-værdi for ADF-testet af residualkomponenten for elpris, elforbrug og vindproduktion i 2009 og 2024.

Det kan aflæses i Tabel 6.2, at det kan forkastes, at der eksisterer enhedsrødder. Dette indikerer, at det har været muligt at gøre variablene stationære i begge år.

Udover at variablene skal være stationære, er det af interesse at undersøge, hvorvidt residualkomponenterne følger en normalfordeling. Dette giver et generelt billede af datasættets opførsel i forhold til ekstreme værdier og outliers. Histogram af residualkomponenten for elprisen i 2009 og 2024, plottet mod en normalfordeling, kan aflæses i Figur 6.5



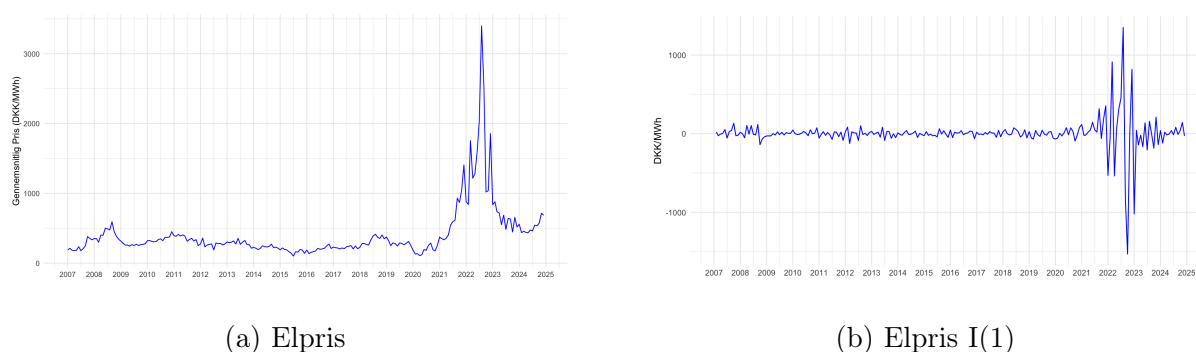
Figur 6.5: Histogram for residualkomponenten af elprisen i 2009 og 2024, plottet mod en normalfordeling (blå graf).

Med udgangspunkt i Figur 6.5 observeres det, at residualerne for begge år er centreret omkring 0. Yderligere viser begge år en smal fordeling, sammenlignet med en normalfordeling. Dette er et tegn på højere kurtosis og derved leptokurtisk opførsel, hvilket er kendetegnet ved et datasæt, som indeholder ekstreme observationer. Generelt er tætheden i 2009 omkring nul større, sammenlignet med 2024, hvilket kan indikere, at 2024 er karakteriseret ved flere ekstreme værdier. Det samme gør sig gældende for både elforbruget og vindproduktionen i Afsnit B.2.2.

6.2.2 Månedlige elpriser

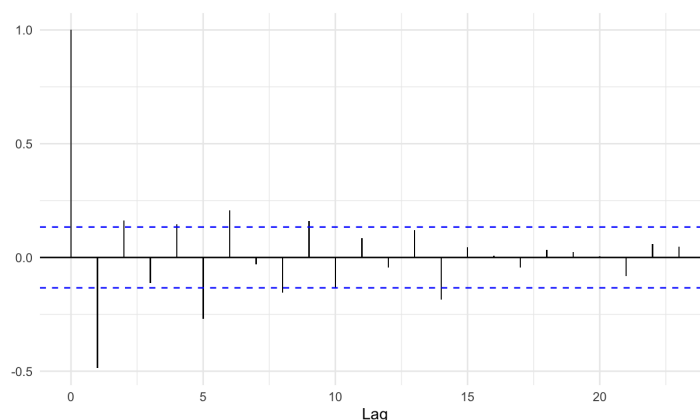
Der tages udgangspunkt i månedlige priser, for at undersøge den historiske udvikling af elprisen fra 2007 til 2024, samt om der er sket et regimeskift. Variablene, som anvendes i den langsigtede analyse, er som nævnt elprisen, elforbruget, vindproduktionen, solproduktionen, gasprisen, kulprisen, CPI og BNP. Illustration af hver variabel kan aflæses i Afsnit B.2.3. Det kan observeres i Afsnit B.2.3, at der generelt er en stigende trend hos hver af de otte variable. Det kan aflæses, at der er en årlig sæson i variablene: elforbrug, vindproduktion og solproduktion, hvor solproduktionen først starter med at producere i 2014. Priserne for el, gas og kul følger generelt hinanden, hvilket kan tyde på en høj korrelation. Videre analyse af deres forhold kan aflæses i Kapitel 8.

På samme måde, som for det daglige datasæt, er det vigtigt at undersøge, hvorvidt de forskellige variable er stationære. I dette afsnit illustreres det kun for elprisen, hvorvidt det er muligt at gøre variabelen stationær, hvor de andre variable kan aflæses i Afsnit B.2.3. Idet der generelt er en stigende trend ved hver af variablene, undersøges det, hvorvidt første differens er nok til at gøre elprisen stationær. Elprisen i perioden 2007 til 2024, samt første differens af elprisen kan aflæses i Figur 6.6.



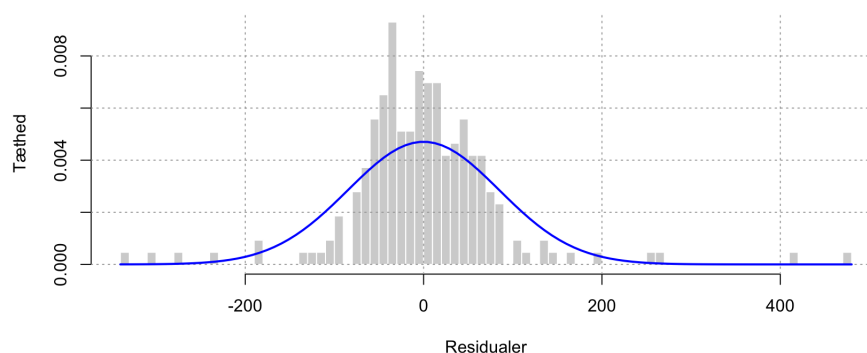
Figur 6.6: Månedlig elpris for perioden 2007 til 2024, samt første differens af elprisen i samme periode.

Det kan aflæses i Figur 6.6, at perioden omkring 2022 til 2024 er præget af høj volatilitet, hvilket også kommer til udtryk i Figur 6.6b. På trods af den høje volatilitet omkring 2022 til 2024 kan det aflæses i Figur 6.7, at det har været muligt at fjerne størstedelen af autokorrelationen for elprisen. Det observeres, at der er en høj autokorrelation i de første lags, hvorefter værdierne fra omkring lag 15 og frem ligger inden for signifikansniveauet.



Figur 6.7: ACF for elpris I(1) i perioden 2007 til 2024.

Det kan på denne måde noteres, at det har været muligt at fjerne alt autokorrelation i elprisen. Ydermere er det interessant at undersøge, hvorvidt residualerne for elprisen følger en normalfordeling. Histogram af residualerne for elprisen, plottet mod en normalfordeling kan aflæses i Figur 6.8.



Figur 6.8: histogram for residualkomponenten af elprisen fra 2007 til 2024, plottet mod en normalfordeling (graf).

I Figur 6.8 fremgår det, at residualerne er karakteriseret ved en bred fordeling, sammenlignet med en normalfordeling. Den brede fordeling er karakteriseret ved tunge haler, hvilket

indikerer outliers.

På baggrund af den stigende trend, samt de forskellige variables format kan det være en fordel at formatere datasættet, før analysen. Det undersøges derfor, hvorvidt de forskellige variable er trendstationære. Der foretages en ADF-test på de otte variable, hvor resultaterne kan aflæses i Tabel 6.3.

	Elpris	Gas	Kul	Forbrug	Vind	Sol	CPI	BNP
ADF-niveau	-2,97	-3,41	-3,49	-5,90	-8,56	-4,90	-1,46	-0,98
p-værdi (niveau)	0,17	0,05*	0,04**	0,01***	0,01***	0,01***	0,80	0,94
ADF-differens	-5,61	-6,23	-4,89	-14,57	-8,60	-17,04	-4,09	-4,48
p-værdi (diff.)	0,01***	0,01***	0,01***	0,01***	0,01***	0,01***	0,01***	0,01***

Tabel 6.3: Tabel over teststørrelse for de syv variable, samt tilhørende p-værdi, hvor der er udført en ADF-test på det oprindelige datasæt og variablene som $I(1)$.

*Tabellen viser koefficienterne og standardfejl, hvor ***, **, * viser statistisk signifikans ved henholdsvis 1%, 5% og 10 %.*

Det kan aflæses i Tabel 6.3, at elforbruget, vindproduktionen og solproduktionen allerede har stationære tendenser i niveau. Det kan forkastes ved et 1%-signifikansniveau, at der eksisterer enhedsrødder. Derudover viser Tabel 6.3, at det ikke kan forkastes ved et 1%-signifikansniveau, at elprisen, gasprisen, kulprisen, CPI og BNP har enhedsrødder, hvorfor første differens er nødvendig. For at arbejde med samme format for alle variable, arbejdes der videre med $I(1)$ af variablene, hvor det kan forkastes for alle variable, at der eksisterer enhedsrødder.

6.3 Opsummering

Dette kapitel har haft til formål at introducere til det datasæt, der anvendes i den kortsigtede og langsigtede analyse med henblik på at besvare Hypotese 2 om prismekanismen og volatilitetens udvikling på elmarkedet. På baggrund af de daglige elpriser, der indgår i den kortsigtede analyse, er det lykkedes at opnå stationaritet i datasættet, hvilket bekræftes af

ADF-testet. Analysen viser desuden, at elmarkedets adfærd har gennemgået en strukturel ændring i årene 2009 og 2024. Elprisen i 2024 er karakteriseret ved højere volatilitet og flere usystematiske udsving, mens prisudviklingen i 2009 er præget af mere systematiske mønstre. De systematiske udsving i 2009 har derimod været svære at sæsonkorrigere, hvorfor der stadigvæk forekommer autokorrelation i datasættet. Selvom tidsrækkerne generelt vurderes som stationære for begge år, kan residualkomponenten for de tre variable ikke entydigt antages at opføre sig som hvid støj.

For de månedlige observationer i den langsigtede analyse er stationaritet ligeledes opnået, jf. ADF-testet i Tabel 6.3. Desuden fremgår det, at en førsteordens differens ($I(1)$) for variablene i høj grad eliminerer autokorrelationen i elprisen, som vist i Figur 6.7.

7 | Kortsigtet analyse af elprisen

Dette kapitel har til formål at udarbejde en daglig analyse af elprisen for at kunne besvare del a og b i Hypotese 2, om hvorvidt en stigning i vindproduktion vil påvirke elprisen negativt og volatiliteten positivt. Kapitlet vil opsætte en VAR(p)-model og lave en strukturel analyse for at undersøge de øjeblikkelige effekter mellem vindproduktionen og elprisen. Endvidere analyseres elprisens volatilitet i de udvalgte perioder ved hjælp af en GARCH-X-model, der anvendes til at vurdere vindproduktionens indflydelse på prisstabiliteten.

7.1 VAR-analyse

I dette kapitel vil forholdet mellem elprisen, vindproduktion og elforbruget undersøges for året 2009 og 2024. Der vil blive argumenteret for identifikation, efterfølgende valg af lags, og til sidst præsenteres en strukturel analyse. VAR-analysen udarbejdes fra Afsnit 5.1 og med variablene præsenteret i Tabel 6.1. Denne del af den kortsigtede analyse vil være med til at kunne undersøge del a af Hypotese 2.

7.1.1 Identifikation af variable

Før en VAR(p)-analyse foretages, er det relevant at undersøge de tre variables forhold til hinanden, herunder om de er korreleret. Dette vil både give et indblik i deres sammenhæng, men også om deres relation har ændret sig i årene 2009 og 2024. Korrelationsmatricen for begge år kan aflæses i Tabel 7.1. Det fremgår af Tabel 7.1, at der er sket et skift i autokorrelationen mellem elprisen og elforbruget i de to år. Det aflæses, at korrelationen mellem elprisen og elforbruget er skiftet fra 0,61 til -0,13, hvilket kan indikere en strukturel ændring. Vindproduktionen har derimod en lavere korrelation med elprisen i 2009, sammenlignet med 2024 (fra -0,18 til -0,41). Dette indikerer overordnet, at vindproduktionen i 2024 har fået en større indflydelse på elprisen.

	2009			2024		
	Elpris	Elforbrug	Vind	Elpris	Elforbrug	Vind
Elpris	1,00	0,61	-0,18	1,00	-0,13	-0,41
Elforbrug	0,61	1,00	0,15	-0,13	1,00	0,40
Vind	-0,18	0,15	1,00	-0,41	0,40	1,00

Tabel 7.1: Korrelationsmatrix for de tre variable elpris, elforbrug og vindproduktion i 2009 og 2024

Identifikation af variable indebærer ikke kun at argumentere for valg af variable, men også argumentation for selve rækkefølgen af variablene. I en $\text{VAR}(p)$ -model er rækkefølgen ikke en afgørende faktor, ligesom ved en $\text{SVAR}(p)$ -model. Idet $\text{SVAR}(p)$ -modellen estimeres ud fra $\text{VAR}(p)$ -modellen, er det nødvendigt at identificere rækkefølgen før estimering af $\text{VAR}(p)$ -modellen. Som beskrevet, i Afsnit 5.2, er rækkefølgen essentiel for den strukturelle analyse, i og med den har en indflydelse på resultatet af de strukturelle choks. Rækkefølgen af de tre variable kan aflæses i appendiks, jf. Ligning 7.1.

$$\mathbf{y}_t = \begin{bmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \\ y_{3,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Vindproduktion} \\ \text{Elforbrug} \\ \text{Elpris} \end{bmatrix} \quad (7.1)$$

I ovenstående implikation illustreres rækkefølgen af de tre variable, hvor vindproduktionen er placeret først. Dette skyldes, at vindproduktionen kan betragtes som streng eksogen, idet vindproduktionen primært er påvirket af vejret, hvorfor den placeres først [NRGI, 2025]. Herefter placeres elforbruget, på baggrund af teorien præsenteret i Afsnit 3.2. Teorien bekræfter, at elforbruget er uelastisk, hvorfor elforbruget påvirker elprisen på kort sigt, men ikke nødvendigvis omvendt. Derudover placeres elprisen til sidst for at isolere de to variables indflydelse på elprisen. Før en $\text{VAR}(p)$ -model kan estimeres korrekt, er det nødvendigt at undersøge, hvad den optimale lagorden er for modellerne. Dette er nærmere forklaret i Afsnit 7.1.2.

7.1.2 Valg af lag

Valg af lagorden er vigtig, idet det har indflydelse på modellens resultater. For få lags kan resultere i, at modellen ikke kan beskrive datasættet passende, idet vigtig information er undladt. Derudover kan for mange lags være med til at overestimere modellen. I begge modeller for 2009 og 2024 er der valgt 3 lags for at simplificere modellen, men samtidig bibeholde de samme strukturelle sammenhænge, som ved flere lags. Idet den kortsigtede analyse tager udgangspunkt i to perioder, estimeres der derfor også to VAR(3)-modeller. Efter valg af lag er det herefter muligt at estimere modellen, hvor det kun er elprisens resultater, som illustreres i Tabel 7.2. Resultater for vindproduktionen og elforbruget kan aflæses i Afsnit C.1.

Variabel	2009		2024	
	Koeff.	Std. fejl	Koeff.	Std. fejl
Konstant	-0,0045	0,3252	-0,0061	1,0338
L1(Elpris)	-0,0611***	0,0108	0,1974***	0,0107
L2(Elpris)	-0,0903***	0,0108	-0,1020***	0,0108
L3(Elpris)	-0,0993***	0,0108	-0,1292***	0,0107
L1(Elforbrug)	0,0542***	0,0074	0,0402***	0,0135
L2(Elforbrug)	-0,0350***	0,0087	0,0257*	0,0137
L3(Elforbrug)	0,0034	0,6453	-0,0308**	0,0135
L1(Vindproduktion)	-0,0140**	0,0070	-0,0116**	0,0067
L2(Vindproduktion)	-0,0054	0,0095	-0,0238***	0,0079
L3(Vindproduktion)	0,0011	0,0070	0,0102	0,0067

Tabel 7.2: Sammenligning af VAR(3)-koefficienter for elpris i år 2009 og 2024.

*Tabellen viser koefficienterne og standardfejl, hvor ***, **, * viser statistisk signifikans ved henholdsvis 1%, 5% og 10 %.*

Ud fra Tabel 7.2 kan det aflæses, at elprisen i 2009 primært påvirkes af sine egne tidligere observationer, hvilket indikerer høj grad af autokorrelation. Dette gør sig gældende for både vindproduktionen og elforbruget i 2009, som kan aflæses i Afsnit C.1. I 2024 er det både vindproduktionen og elforbrugets tidligere værdier, som også har en signifikant påvirkning på elprisen. Generelt kan dette skyldes, at elprisen i 2009 i højere grad var påvirket af systematiske udsving, hvorfor det har været svært at fjerne al autokorrelationen. Derimod har 2024 været præget af flere usystematiske udsving.

Efter estimering af de to modeller, er det vigtigt at undersøge, hvorvidt modellen opfylder antagelserne for en VAR(p)-model, præsenteret i Afsnit 5.1. En af antagelserne er, at modellen skal være stationær, hvilket er ensbetydende med, at modellen ingen enhedsrødder har. Alle rødder er mindre end 1, hvorfor modellen opfylder stationaritetsbetingelsen, angivet i Ligning 5.3. Udover stationaritetsbetingelsen skal det også undersøges, hvorvidt fejlleddene i modellen opfører sig som hvid støj. Ud fra Afsnit 5.1 opfører fejlleddene sig som hvid støj, hvis deres middelværdi er 0, der er homoskedasticitet, og der ikke eksisterer autokorrelation, jf. Ligning 5.2. Med udgangspunkt i Afsnit 6.2.1, hvor residualkomponenten for de tre variable blev analyseret, blev det vist, at tidsserierne centrerer sig omkring 0, hvorved det kan antages, at deres middelværdi er 0. Antagelsen om homoskedasticitet kan derimod være en naiv antagelse, på baggrund af den varierende volatilitet. Sidste antagelse sikrer, at fejlleddene ikke er afhængige af sine egne tidligere værdier. Dette kan undersøges ved hjælp af *Portmanteau-testet*¹. Ved valg af lag 3 og et signifikansniveau på 5% opnås en p-værdi på $< 0,01$ for begge modeller, hvorfor nulhypotesen forkastes, og det kan ikke afvises, at fejlleddene er korrelerede.

Generelt opfylder fejlleddene ikke alle betingelser for at opføre sig som hvid støj, hvorfor det kan diskuteres, om modellen er acceptabel for det valgte data. Yderligere diskussion og konsekvens af dette vil blive diskuteret i Kapitel 9. For videre analyse antages det

¹Portmanteau-testet undersøger, hvorvidt der eksisterer autokorrelation. Nulhypotesen opstilles således, at fejlleddene er ukorrelerede. Hvis nulhypotesen forkastes, vil det derfor betyde, at det ikke kan afvises, at fejlleddene er korrelerede, Lütkepohl [2005][kap. 13.5.2].

derimod, at fejlleddene opfører sig som hvid støj. I Afsnit 7.1.3 vil den strukturelle analyse præsenteres og ligeledes resultaterne hertil. Målet med SVAR-analysen er at kunne svare på Hypotese 2a, om hvorvidt en stigning i vindproduktionen har en negativ indvirkning på elprisen.

7.1.3 Strukturel analyse

Med udgangspunkt i VAR(3)-modellen, som blev estimeret i Tabel 7.2, har det været muligt at beskrive de enkelte variable ud fra hinandens tidligere værdier. Tabel 7.2 fortæller på denne måde ikke noget om de øjeblikkelige effekter. Her vil det være nødvendigt at estimere en SVAR(3)-model, som kan identificere de strukturelle forhold mellem variablene. Derfor estimeres matricen, B_0 , præsenteret i Afsnit 5.2, som indeholder de øjeblikkelige effekter. Før matricen kan estimeres, er det nødvendigt at lave nogle restriktioner på matricen. Identifikationen af variablene er allerede valgt, hvor vindproduktionen er først, elforbruget næst og elprisen til sidst. De sidste restriktioner, der mangler, er derfor

$$\frac{n(n-1)}{2} = \frac{3(3-1)}{2} = 3 \quad (7.2)$$

restriktioner. Disse restriktioner kan implementeres ved at anvende Cholesky-dekomposition til at transformere B_0 -matricen om til en nedre trekantsmatrix.

$$B_0^{2009} = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{Vindproduktion} & \text{Elforbrug} & \text{Elpris} \end{matrix} \\ \begin{matrix} \text{Vindproduktion} \\ \text{Elforbrug} \\ \text{Elpris} \end{matrix} & \begin{pmatrix} 1,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ -0,0377 & 1,0000 & 0,0000 \\ 0,0124 & -0,1120 & 1,0000 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (7.3)$$

$$B_0^{2024} = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{Vindproduktion} & \text{Elforbrug} & \text{Elpris} \end{matrix} \\ \begin{matrix} \text{Vindproduktion} \\ \text{Elforbrug} \\ \text{Elpris} \end{matrix} & \begin{pmatrix} 1,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ -0,0302 & 1,0000 & 0,0000 \\ 0,0366 & 0,1363 & 1,0000 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (7.4)$$

De estimerede B_0 -matricer indeholder de øjeblikkelige effekter. De tre indgange over diagonalen illustrerer antallet af restriktioner, som der er blevet anvendt. I dette tilfælde 3 indgange, med 0 i hver indgang. Med udgangspunkt i omskrivningen fra en VAR(3)-model til en SVAR(3)-model mindes det, at $A_p = B_0^{-1}B_p$, $\mathbf{v}_t = B_0^{-1}\mathbf{w}_t$ og $\boldsymbol{\varepsilon}_t = B_0^{-1}\mathbf{u}_t$. Dette gør det muligt at opstille SVAR(3)-modellen, hvor hvert udtryk for elprisen i år 2009 og 2024 kan aflæses i Boks 7.1. Udtrykkene for vindproduktionen og elforbruget, samt udregningerne for SVAR(3)-modellerne kan aflæses i appendiks, Afsnit C.2.

Boks 7.1: Den estimeret SVAR(3)-model i år 2009 og 2024 for elprisen.

2009

$$\begin{aligned} y_{3,t} = & -0,0027 - \mathbf{0,0124}y_{1,t} + \mathbf{0,1120}y_{2,t} \\ & - 0,0018y_{1,t-1} - 0,0318y_{2,t-1} - 0,0728y_{3,t-1} \\ & - 0,0095y_{1,t-2} - 0,0196y_{2,t-2} - 0,0914y_{3,t-2} \\ & + 0,0015y_{1,t-3} - 0,0176y_{2,t-3} - 0,1026y_{3,t-3} \end{aligned} \quad (7.5)$$

2024

$$\begin{aligned} y_{3,t} = & -0,0061 - \mathbf{0,0366}y_{1,t} - \mathbf{0,1363}y_{2,t} \\ & - 0,0041y_{1,t-1} - 0,0210y_{2,t-1} + 0,1951y_{3,t-1} \\ & - 0,0248y_{1,t-2} + 0,0343y_{2,t-2} - 0,1014y_{3,t-2} \\ & + 0,0090y_{1,t-3} - 0,0177y_{2,t-3} - 0,1273y_{3,t-3} \end{aligned} \quad (7.6)$$

I Boks 7.1 aflæses resultaterne fra den estimerede SVAR(3)-model for elprisen, i årene 2009 og 2024. De øjeblikkelige effekter, som er angivet med fed skrift, viser den samtidige påvirkning af henholdsvis vindproduktion (y_1) og elforbrug (y_2) på elprisen (y_3), i periode t . Det fremgår, at vindproduktion generelt har en negativ effekt på elprisen, både øjeblikkeligt og med forsinkelse (lags $t-1$ og $t-2$). I 2024 er den samtidige effekt stærkere end i 2009, med en koefficient på henholdsvis $-0,0366$ mod $-0,0124$. Dette indikerer, at øget

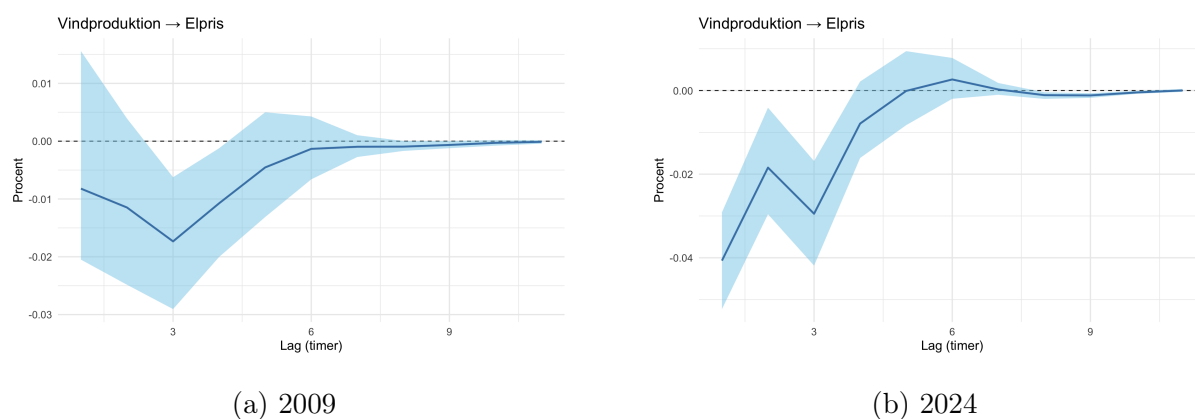
vindproduktion i højere grad presser elprisen ned i 2024, hvilket kan skyldes den større andel og integration af vindenergi i energimarkedet. Det fremgår derfor af resultaterne i Boks 7.1, at vindproduktionen har en negativ indflydelse på elprisen, hvilket understøtter Hypotese 2a.

Elforbrugets effekt på elprisen ændrer karakter over tid. I 2009 har elforbruget en positiv indflydelse på elprisen (0,1120), hvilket stemmer overens med økonomisk teori om udbud og efterspørgsel. I 2024 er den samtidige effekt negativ ($-0,1363$), hvilket kan virke modsigende. Denne sammenhæng kan skyldes strukturelle ændringer i markedet, herunder øget fleksibilitet eller ændret prisdannelse. SVAR(3)-modellen fortæller ikke noget om, hvorvidt den øjeblikkelige effekt er signifikant. Af denne grund suppleres analysen med IRF og FEVD, som giver yderligere indsigt i den kortsigtede relation mellem elpris og vindproduktion.

Impuls-responsfunktionen og FEVD

Der tages udgangspunkt i den estimerede SVAR(3)-model i Boks 7.1.

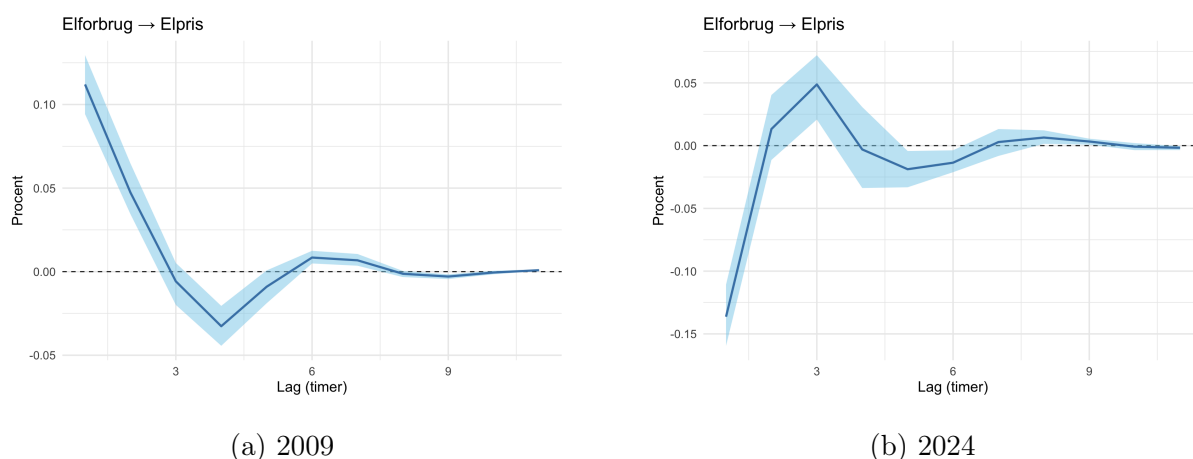
Impuls-responsfunktionerne kan aflæses i Figur 7.1.



Figur 7.1: IRF af elprisens reaktion ved et chok til vindproduktionen i 2009 og 2024

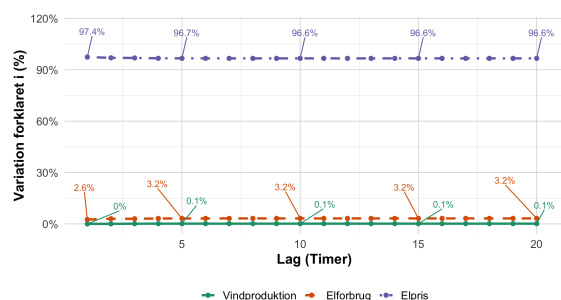
I Figur 7.1b aflæses en tydelig negativ og signifikant øjeblikkelig effekt af vindproduktion på elprisen i 2024. Effekten aftager gradvist og bliver insignifikant efter cirka fire timer, hvor

impulssvaret konvergerer mod nul. I Figur 7.1a aflæses en mere afdæmpet reaktion i 2009. Her er effekten kun signifikant ved $t = 3$, og ikke øjeblikkeligt efter chokket. Sammenlignet med 2024 fremstår vindproduktionens påvirkning på elprisen som både svagere og mindre signifikant i 2009. Det samme kan aflæses fra de akkumulerede impuls-responsfunktioner, som er opstillet i appendiks, jf. Figur C.1. Her bekræftes det, at den summerede effekt er større i 2024 sammenlignet med 2009, hvilket indikerer, at elprisen er mere følsom over for ændringer i vindproduktionen i 2024. Dette understøtter Hypotese 2 om, at vindproduktion har fået en mere fremtrædende og umiddelbar rolle i prisdannelsen på elmarkedet. Ydermere analyseres det, hvordan et chok til elforbruget påvirker reaktionen i elprisen, som kan aflæses i Figur 7.2.

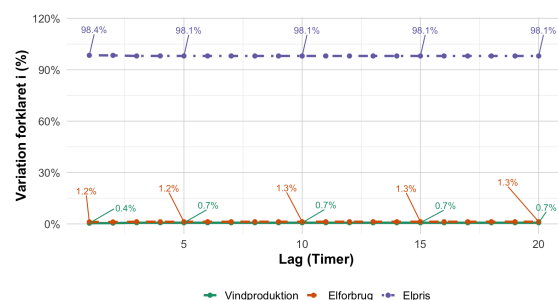


Figur 7.2: IRF af elprisens reaktion ved et chok til elforbruget i 2009 og 2024

I Figur 7.2 observeres modstridende effekter på elprisen af et chok til elforbruget. I 2009 medfører et positivt chok til elforbruget en øjeblikkelig stigning i elprisen, hvorimod der i 2024 er en øjeblikkelig negativ effekt. Det gælder for begge år, at den øjeblikkelige effekt er signifikant. Det gælder i både 2009 og 2024, at impulssvaret efter omtrent 3-4 lag vender tilbage og bliver stabilt igen. Det samme bekræftes i de akkumulerede impuls-responsfunktioner i Figur C.2. Som afslutning på den strukturelle analyse undersøges det, i hvilken grad variationer i elprisen kan forklares af chok til vindproduktionen. Dette gøres ved hjælp af FEVD, som blev introduceret i Afsnit 5.2.2 og illustreres i Figur 7.3.



(a) 2009



(b) 2024

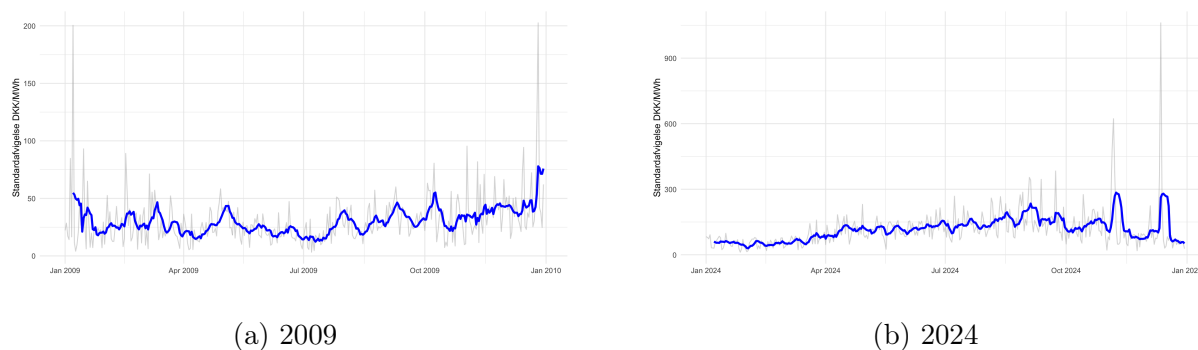
Figur 7.3: FEVD i 2024 og 2009 for elprisen.

I Figur 7.3 kan det aflæses, hvordan et chok til hver af de tre variable påvirker variationen i elprisen over en 20-timers horisont. Elprisens egne chok forklarer størstedelen af variationen i elprisen over tid. Chok til vindproduktionen bidrager derimod kun i begrænset omfang. I 2024 bidrager chokket med 0,7% og 0,1% i 2009. Effekten af vindproduktion topper omkring én time efter chokket og stabiliserer sig derefter. Elforbrugets bidrag til variationen i elprisen er større end vindproduktionens, specielt i 2009. Dette tyder på, at vindproduktionen har fået en større rolle i forudsigelsen af elpriserne, hvor elforbruget derimod har fået en mindre rolle, sammenlignet med 2009. For at kunne svare på Hypotese 2b præsenteres elprisens volatilitet og heraf påvirkningen fra vindproduktionen i en mættet og umættet periode med vindproduktion i Afsnit 7.2.

7.2 Volatilitetsanalyse

Indtil videre har det været muligt at undersøge, hvorvidt prisniveauet bliver påvirket af en stigende andel i vindproduktionen. For yderligere at kunne besvare Hypotese 2b, vil dette afsnit undersøge den daglige volatilitet af elprisen. Med udgangspunkt i Afsnit 6.2 blev det vist, at elprisen havde en tendens til at variere over tid. Især i 2024 blev det illustreret, at perioden generelt er præget af flere usystematiske udsving, sammenlignet med 2009. Dette kunne tyde på, at volatiliteten er varierende i det undersøgte datasæt, hvorfor antagelsen

om homoskedasticitet ikke er overholdt. Standardafvigelsen af elprisen for 2009 og 2024 er illustreret i Figur 7.4.



Figur 7.4: Daglige elpriser, som $I(1)$ i årene 2009 og 2024, plottet med et 7-dages rullende vindue af standardafvigelsen (blå graf).

Figur 7.4 viser den daglige variation af elprisen (grå graf) plottet mod et 7-dages rullende vindue af standardafvigelsen (blå graf). Figur 7.4 viser en ændring i prisdynamikkerne over tid. 2009 er præget af mere stabilitet og lav volatilitet, sammenlignet med 2024, som viser større udsving og højere usikkerhed. Begge perioder har til fælles, at der kan være tale om en varierende volatilitet, hvorfor homoskedasticitet ikke er opfyldt. En måde at undersøge, hvorvidt datasættet er egnet til volatilitetsmodeller, vil være at teste for ARCH-effekter, omtalt i Tabel 5.1. Der undersøges for ARCH-effekter i de to VAR(3)-modeller, hvor resultatet kan aflæses i Tabel 7.3.

	2009	2024
Teststørrelse	1430	1890
P-værdi	$< 2,2e-16$	$< 2,2e-16$

Tabel 7.3: Tabel over teststørrelse og tilhørende p-værdi for ARCH-test af VAR-modellerne i 2009 og 2024.

Det kan ud fra Tabel 7.3 aflæses, at nulhypotesen, om at der ikke eksisterer ARCH-effekter,

kan forkastes. Det vil sige, at der er signifikante tegn på tidsvarierende volatilitet (ARCH-effekter) i residualerne fra de to VAR(3)-modeller. Der er derfor grundlag for at undersøge, hvorvidt denne volatilitet kan beskrives ved hjælp af den betingede tidsvarierende variansfunktion, h_t , opstillet i Ligning 5.18. I Afsnit 7.2.1 opstilles en GARCH-X model, hvor volatiliteten af elprisen illustreres og fortolkes med udgangspunkt i vindproduktionen som eksogen variabel.

7.2.1 GARCH-X(1,1) model

Ifølge Ligning 5.18 består en GARCH-X model af en middelværdifunktion og en variansfunktion, som hver især kræver valg af en passende lagorden. Før modellen kan estimeres, er det nødvendigt at undersøge, hvilken orden der beskriver modellens dynamik bedst. Til dette formål kan der som tidligere anvendes de autokorrelationsbaserede værktøjer, ACF og PACF, til en visuel vurdering af lagstruktur. Derudover kan modellens kvalitet undersøges med udgangspunkt i informationskriterierne.

Problematikken ved valg af lag har været, at den eksogene variabel, vindproduktionen, kun er signifikant i 2024 i tilfældet for en GARCH(1,1)-model. For at holde variansfunktionen så enkel som mulig og samtidig sikre signifikans, anvendes derfor GARCH(1,1) i begge perioder. Med udgangspunkt i middelværdifunktionen estimeres en ARMA(0,3)-model for begge år². Dette indebærer fravær af AR(p) komponenter og tilstedeværelse af tre MA(q) komponenter. Estimererne for de to modeller fremgår af Tabel 7.4.

²Lagordenen for middelværdifunktionen bestemmes ved hjælp af funktionen `auto.arima()` i R, som evaluerer forskellige ARMA-modeller baseret på informationskriterier og returnerer den bedst passende model.

Parameter	2009		2024	
	Koeff.	Std. fejl	Koeff.	Std. fejl
μ	-0,0084***	0,0025	0,3693	0,5022
MA(1)	-0,2841***	0,0004	0,2048***	0,0114
MA(2)	-0,4033***	0,0002	-0,0905***	0,0139
MA(3)	-0,2958***	0,0001	-0,0942***	0,0116
a_0	96,5144***	8,7867	54,3965***	15,1736
a_1	0,9999***	0,0807	0,0711***	0,0148
β_1	0,3622***	0,0206	0,9489***	0,0090
π_1	0,0000	0,0773	0,2183*	0,1244
<i>shape</i>	2,8614***	0,0913	2,6062***	0,0932

Tabel 7.4: Sammenligning af GARCH-X(1, 1) modelparametre for elpris i 2009 og 2024.

*Tabellen viser koefficienterne og standardfejl, hvor ***, **, * viser statistisk signifikans ved henholdsvis 1%, 5% og 10 %.*

Som forklaret i Afsnit 5.3.2 beskriver de estimerede koefficienter volatilitetens struktur. I Tabel 7.4 observeres a_1 til at være meget tæt på 1 (0,9999) i 2009, hvilket indikerer, at nye chok i fejlleddet har en stærk og direkte effekt på den aktuelle volatilitet. I 2024 er a_1 (0,0711), hvilket betyder, at nye chok har mindre indflydelse, sammenlignet med 2009. Derimod er β_1 i 2024 meget tæt på 1 (0,9489), hvilket tyder på, at tidligere chok i volatiliteten har en vedvarende effekt på elprisen. For 2009 er β_1 en del lavere, sammenlignet med 2024, hvilket indikerer, at volatiliteten i 2009 var mere drevet af nye chok end af historiske niveauer.

Parameteren μ repræsenterer middelværdien for elprisens afvigelser. I 2009 er den negativ og signifikant, hvilket indikerer en faldende trend i elprisen. Modsat er μ positiv i 2024, hvilket afspejler en positiv trend i volatiliteten. Estimatet er uden signifikans, hvorfor resultatet ikke er retvisende.

π er den eksogene variabels effekt på elprisen, som i dette tilfælde er vindproduktionen. Her aflæses af Tabel 7.4, at vindproduktionen ikke har en signifikant effekt på elprisens volatilitet i 2009. Modsat har vindproduktionen en signifikant indflydelse på volatiliteten i 2024. Det observeres, at en stigning af 1 MWh i vindproduktionen vil påvirke den betingede varians, σ_t^2 , med 0,2183 DKK/MWh. Selvom signifikansniveauet kun er på 10%, peger udviklingen på en ændring af strukturen i elmarkedet, hvor vindproduktionen med tiden spiller en større rolle for elprisens stabilitet.

7.3 Opsummering

Dette kapitel har haft til formål at udarbejde en daglig analyse af elprisen i 2009 og 2024, for bedst muligt at kunne besvare del a og b af Hypotese 2 omkring prisniveau og volatilitet. Oversigt over de enkelte analyser og resultater kan aflæses i Tabel 7.5.

Model	Hypotese	2009	2024
SVAR	Hypotese 2a: På kort sigt vil en stigning i vindproduktionen påvirke det daglige prisniveau negativt.	Vindproduktion har en negativ effekt på elprisen (-0,0124). (Forkastes ikke)	Vindproduktion har en negativ effekt på elprisen (-0,0366). (Forkastes ikke)
IRF	Hypotese 2a: På kort sigt vil en stigning i vindproduktionen påvirke det daglige prisniveau negativt.	Insignifikant øjeblikkelig effekt fra vindproduktionen på elprisen. Signifikant effekt ved lag 3. (Forkastes ikke)	Signifikant øjeblikkelig effekt fra vindproduktionen på elprisen. (Forkastes ikke)
FEVD	Hypotese 2b: På kort sigt vil en stigning i vindproduktionen påvirke den daglige volatilitet positivt.	Variationen i elprisens prædiktionsfejl kan forklares af 0,1% af vindproduktionens chok. (Forkastes ikke)	Variationen i elprisens prædiktionsfejl kan forklares af 0,7% af vindproduktionens chok. (Forkastes ikke)
GARCH-X	Hypotese 2b: På kort sigt vil en stigning i vindproduktionen påvirke den daglige volatilitet positivt.	Insignifikant indflydelse fra vindproduktionen på elprisens volatilitet. Vedvarende effekt: $\beta_1 = 0,3622$. (Forkastes)	Signifikant indflydelse fra vindproduktionen på elprisens volatilitet ($\pi_1 = 0,2183$). Vedvarende effekt: $\beta_1 = 0,9489$. (Forkastes ikke)

Tabel 7.5: Oversigt over hvilke modeller der er blevet anvendt i den kortsigtede analyse, og hvilke hypoteser de har været med til at besvare.

Som det fremgår af Tabel 7.5, bidrager SVAR, og impuls-responsfunktionen til besvarelsen af Hypotese 2a, vedrørende prisniveauet for begge år. SVAR-modellen indikerer i begge år en negativ sammenhæng mellem vindproduktion og elpris. Derudover viser IRF for 2009, at der ikke er en signifikant øjeblikkelig effekt fra vindproduktionen på elprisen. Derimod viser den en negativ og signifikant effekt med en forsinkelse ved lag 3. Dette bekræfter overordnet, at det ikke har været muligt at forkaste Hypotese 2a for begge år.

FEVD bidrager til besvarelsen af Hypotese 2b ved at undersøge, hvorvidt vindproduktionen er med til at beskrive variationen af prædiktionsfejl i elprisen. Resultatet tyder på, at der generelt er en sammenhæng, som er størst i 2024. Ydermere er GARCH-X-modellen anvendt til at analysere elprisens volatilitet med vindproduktionen inkluderet som eksogen variabel. Resultaterne viser, at volatiliteten i 2024 er mere vedvarende ($\beta_1 = 0,9489$), sammenlignet med 2009 ($\beta_1 = 0,3622$). Da vindproduktionens effekt på volatiliteten er signifikant i 2024, peger dette på, at volatiliteten i højere grad afhænger af variationer i udbuddet fra vedvarende energi. Dette bekræfter overordnet, at det ikke har været muligt at forkaste Hypotese 2b for 2024. Derimod viser resultatet, at Hypotese 2b kan forkastes for 2009, idet der ikke er fundet nogen kausal sammenhæng mellem vindproduktion og elprisens volatilitet.

8 | Langsigtet analyse af elprisen

Dette kapitel vil tage udgangspunkt i at kunne besvare Hypotese 2c, som undersøger, hvorvidt der har været et regimeskift i elprisens historiske udvikling. Derudover vil der blive foretaget en scenarieanalyse, som vil være med til at kunne besvare Hypotese 3, i forhold til om den grønne omstilling og stabilitet kan opnås simultant på elmarkedet. Kapitlet vil opsætte en multipel lineær regression for elprisen, med elforbrug, vindproduktion, solproduktion, gaspris, kulpris, CPI og BNP som variable. Ydermere vil dette afsnit anvende Markov-regimeskiftmodeller til at undersøge, hvorvidt der har været et skift i reaktionen mellem elprisen og de andre variable, over tid.

8.1 Regressionsanalyse

Den langsigtede analyse tager udgangspunkt i en almindelig lineær regression, hvor elprisen er den afhængige variabel og elforbrug, vindproduktion, solproduktion, gaspris, CPI og BNP angiver de forklarende variable. Med udgangspunkt i Afsnit 5.4 kan den multiple lineære regression opsættes på følgende måde:

$$\hat{P}_t = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 F_t + \hat{\beta}_2 V_t + \hat{\beta}_3 S_t + \hat{\beta}_4 G_t + \hat{\beta}_5 K_t + \hat{\beta}_6 \text{CPI}_t + \hat{\beta}_7 \text{BNP}_t + \varepsilon_t, \quad (8.1)$$

hvor P_t = elpris, F_t = elforbrug, V_t = vindproduktion, S_t = solproduktion, G_t = gaspris og K_t = kulpris. Før en regressionsanalyse foretages, er det relevant at undersøge, hvorvidt de syv variable er korrelerede med hinanden. Hvis de forklarende variable har høj korrelation, kan det føre til multikollinearitet, hvilket kan resultere i spuriøs regression. Med det menes der, at det vil være svært at modellere, hvilken af de forklarende variable der har en relation til den afhængige variabel, elprisen. Udover korrelationen mellem variablene er det muligt at teste direkte for multikollinearitet i regressionen ved hjælp af *variansinflationfaktoren* (VIF). VIF angiver, hvor meget variansen af en forklarende variabels koefficient, β_i , er forøget, sammenlignet med variansen der ville være til stede, hvis ingen korrelation eksisterede

[Sarabia and Ortiz, 2009][s. 240]. Jo højere VIF er, desto mere multikollinearitet eksisterer der i modellen.

Hver variabel har forskellige observationsfrekvenser, hvorfor det kan være en nødvendighed at formatere datasættet. Korrelationen mellem variablene undersøges derfor på $I(1)$ datasættet, hvor alle variable er stationære, jf. Afsnit 6.2.2. Korrelationsmatrix for de otte variable og tilhørende VIF kan aflæses i Tabel 8.1.

	Elpris	Forbrug	Vind	Sol	Gaspris	Kul	CPI	BNP
Elpris	1,00	0,01	-0,38	0,10	0,88	0,45	-0,22	0,11
Forbrug	0,01	1,00	0,34	-0,47	0,01	-0,04	-0,26	-0,01
Vind	-0,38	0,34	1,00	-0,39	-0,17	-0,12	0,09	0,16
Sol	0,10	-0,47	-0,39	1,00	0,04	0,06	0,02	-0,11
Gaspris	0,88	0,01	-0,17	0,04	1,00	0,48	-0,17	0,22
Kul	0,45	-0,04	-0,12	0,06	0,48	1,00	0,05	0,23
CPI	-0,22	-0,26	0,09	0,02	-0,17	0,05	1,00	0,24
BNP	0,11	-0,01	0,16	-0,11	0,22	0,23	0,24	1,00
VIF		1,48	1,33	1,42	1,47	1,36	1,25	1,22

Tabel 8.1: Korrelationsmatrix for de otte $I(1)$ variable og tilhørende VIF-værdi efter estimering.

Af Tabel 8.1 fremgår det, at der generelt eksisterer korrelation mellem de forklarende variable. Dette reflekteres også i VIF efter estimering af modellen. Sarabia and Ortiz foreslår, at hvis VIF er større end 3, vil det være nødvendigt at lave en reestimering af modellen, ved enten udeladelse af de enkelte variable eller skalering. Det aflæses, at VIF for datasættet holder sig under denne værdi.

Det aflæses af Tabel 8.1, at gasprisen er den variabel, som elprisen er mest korreleret med, og har en positiv korrelation på 0,88. Dernæst følger kulprisen og vindproduktionen. Elfor-

bruget er den variabel, som har den laveste korrelation med elprisen. Dette kan skyldes, at elforbruget er relativt stabilt, når elforbruget betragtes på et månedligt format. For eksempel vil det samlede elforbrug i vinterperioden holdes konstant, selvom elpriserne fluktuerer, hvorfor korrelationen kan være lav. Dette kan den uelastiske efterspørgsel, jf. Afsnit 3.2.1 også bekræfte. Forbruget om vinteren vil blive ved med at være højt, uanset om elprisen er høj eller lav, hvorfor korrelationen kan være lav.

På baggrund af VIF-værdierne i Tabel 8.1 arbejdes der videre med de otte $I(1)$ variable. Estimation for hver variabel kan aflæses i Tabel 8.2.

	Estimat	Std. fejl
β_0 (Konstant)	4,2523	6,2780
β_1 (Forbrug)	0,1194**	0,0507
β_2 (Vind)	-0,1466***	0,0194
β_3 (Sol)	-0,0224	0,1447
β_4 (Gas)	1,8370***	0,0770
β_5 (Kul)	-0,0852	0,0767
β_6 (CPI)	-9,6321	13,5520
β_7 (BNP)	-7,3846	6,0973
R^2	0,8329	
Residual std.	86,19	
F-statistik	147,4***	

Tabel 8.2: Estimerede parametre for den multiple lineære regression af elprisen i perioden 2007 til 2024, med tilhørende standardfejl.

*Tabellen viser estimerterne og standardfejl, hvor ***, **, * viser statistisk signifikans ved henholdsvis 1%, 5% og 10 %.*

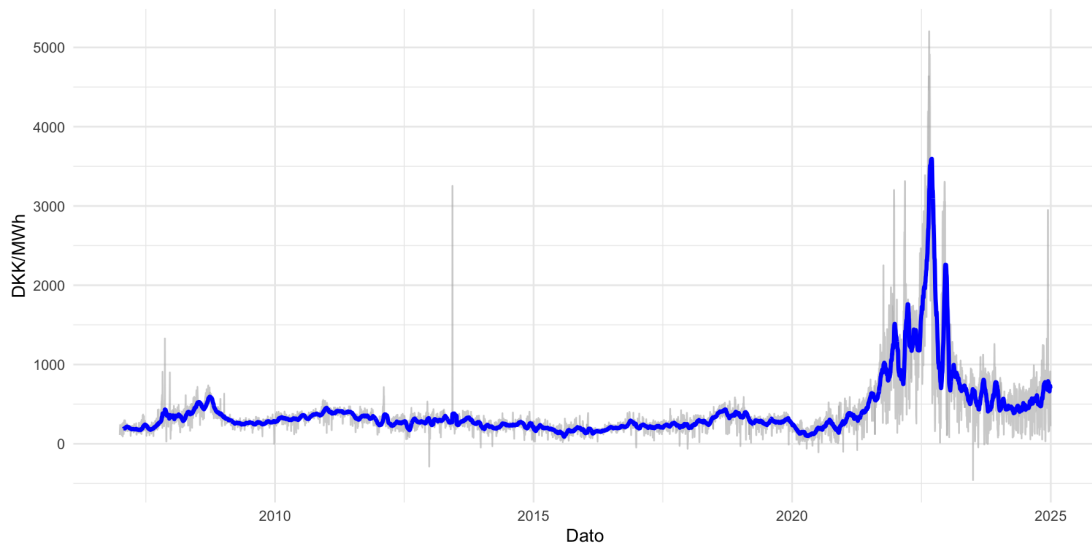
Det fremgår af Tabel 8.2, at det kun er forbrug, vindproduktion og gasprisen, som har en statistisk signifikant effekt på elprisen. Især gasprisen udviser en markant positiv sam-

menhæng, hvilket bekræfter dens rolle som den dominerende drivkraft bag prisudsvingene. Vindproduktionen har, ligesom i den kortsigtede analyse, en negativ effekt, hvilket understøtter Hypotese 2a om, at øget udbud fra vind dæmper priserne. Dette indikerer, at disse tre variable i særlig grad driver de langsigtede prisudsving. Over perioden kan det aflæses, at forbruget alt andet lige har en positiv påvirkning på elprisen og øger elprisen med 0,1194 DKK/MWh, når forbruget stiger med én MWh. Vindproduktionen har derimod en negativ påvirkning på elprisen og sænker elprisen med $-0,1466$ DKK/MWh. Gasprisen er den af de signifikante variable, som har den største indflydelse på elprisen og øger elprisen med 1,8370 DKK/MWh. Dette kan desuden forklares ved, at marginalomkostningerne for at anvende gas er højere, hvorfor der er en stor påvirkning pr. produceret MWh, jf. Afsnit 3.2.2. Yderligere stemmer det overens med, at gasprisen også var den variabel i Tabel 8.1, som havde den største korrelation med elprisen.

Udover estimerne kan det aflæses fra forklaringsgraden, R^2 og modellens F-statistik, at modellen er signifikant til at beskrive elprisen i perioden, 2007 til 2024.

8.2 Regimeskift

Udover, at der kan være forskellige perioder med mættet og umættet vindproduktion, er det interessant at undersøge, hvorvidt der har været et regimeskift i elprisen hen over perioden 2007 til 2024. Ved at identificere forskellige regimer i elprisen, bliver det muligt at undersøge, om relationen til makroøkonomiske variable som BNP og CPI ændrer karakter, afhængigt af den økonomiske situation. Derudover vil det være muligt at undersøge, hvorvidt forholdet mellem elprisen og vedvarende energi ændrer sig. Figur 8.1 viser den daglige elpris (grå graf) i perioden 2007 til 2024, plottet mod et rullende vindue af standardafvigelsen (blå graf). Det kan aflæses, at der kan være tale om strukturelle brud omkring 2020 og frem til 2024, hvorfor der kan være grundlag for at undersøge forskellige regimer af elprisen.



Figur 8.1: Daglige elpriser (grå graf) for perioden 2007 til december 2024, plottet mod et 30-dages rullende vindue for standardafvigelsen (blå graf).

Med udgangspunkt i Afsnit 5.4.1 blev det vist, at det er muligt at inddele sit datasæt i regimer, ved hjælp af en Markov-regimeskiftmodel. Ligning 8.1 kan derfor omskrives til

$$P_t = \hat{\beta}_0^{s_t} + \hat{\beta}_1^{s_t} F_t + \hat{\beta}_2^{s_t} V_t + \hat{\beta}_3^{s_t} S_t + \hat{\beta}_4^{s_t} G_t + \hat{\beta}_5^{s_t} K_t + \hat{\beta}_6^{s_t} \text{CPI}_t + \hat{\beta}_7^{s_t} \text{BNP}_t + \varepsilon_t, \quad (8.2)$$

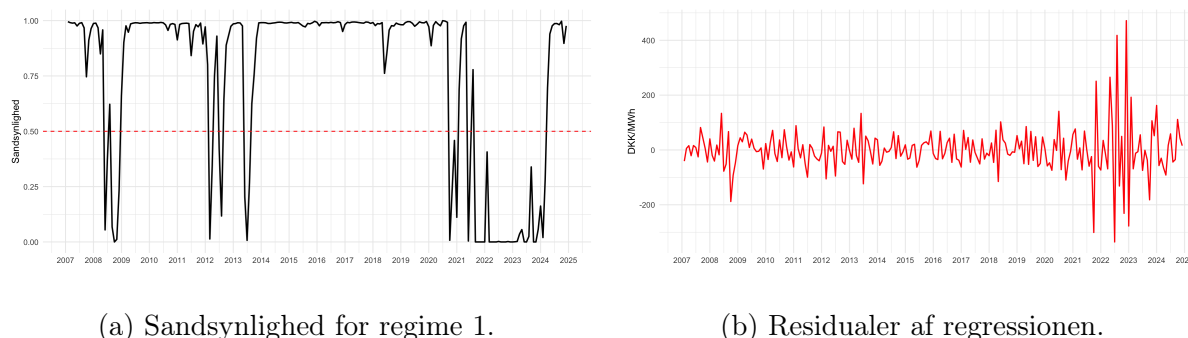
hvor s_t angiver, hvilket regime variablene befinder sig i. I dette afsnit veksles der mellem regime 1 og 2, hvor de estimerede koefficienter kan aflæses i Tabel 8.3.

Parameter	Regime 1		Regime 2	
	Estimat	Std. fejl	Estimat	Std. fejl
β_0 (Konstant)	1,4135	2,4236	-0,2835	23,6845
β_1 (Forbrug)	0,0935***	0,0256	0,2968**	0,1221
β_2 (Vind)	-0,0638***	0,0081	-0,3414***	0,0529
β_3 (Sol)	-0,1866**	0,0749	-0,0300	0,2231
β_4 (Gas)	0,7434***	0,1953	1,8023***	0,1259
β_5 (Kul)	0,0229	0,0823	0,0602	0,1256
β_6 (CPI)	5,8545	7,0791	16,6454	12,3349
β_7 (BNP)	4,3954*	2,5508	-24,1812	16,9054
R^2	0,4370		0,9009	
Residual std.	28,5104		130,9928	
Mean (elpris)	287		796	
Std. (elpris)	102		636	
Observationer	165		50	

Tabel 8.3: Sammenligning af estimerede parametre for Markov-regimeskiftmodel af elprisen i regime 1 og 2 (2007–2024), med tilhørende standardfejl.

*Tabellen viser estimatorne og standardfejl, hvor ***, **, * viser statistisk signifikans ved henholdsvis 1%, 5% og 10 %.*

Tabel 8.3 viser estimat af de 7 forklarende variable og konstantledet i de to regimer. Det fremgår af Tabel 8.3, at standardfejlen for residualkomponenten er højere i regime 2, sammenlignet med regime 1. Samtidig viser Tabel 8.3, at standardafvigelsen mellem observationerne i regime 1 er lavere end standardafvigelsen i regime 2. Det kan indikere, at regime 2 er karakteriseret ved perioder af høj volatilitet og kriser, heriblandt energikrisen i 2022. Dette bekræfter fordelingssandsynlighederne af hver periode, som kan aflæses i Figur 8.2a.



Figur 8.2: Sandsynlighed for, at hver måned befinder sig i regime 1 (graf til venstre), ved siden af residualerne for den estimerede regression (graf til højre).

Figur 8.2a illustrerer sandsynligheden for, at hver måned befinder sig i det stabile regime (regime 1). Med udgangspunkt i perioden fra 2022 til 2024 kan det for eksempel aflæses, at sandsynligheden for, at de måneder befinder sig i det stabile regime, er næsten lig 0. Derudover viser Figur 8.2b residualerne for den estimerede regression. Det kan aflæses, at regime 1 generelt indeholder måneder, hvor residualerne ikke har lige så store udsving som residualerne i regime 2.

Med udgangspunkt i resultaterne, illustreret i Tabel 8.3, viser det sig, at det er BNP, som har den største indflydelse, men lav signifikans, i regime 1, med et estimat på 4,3954. Derimod viser det sig, at BNP har en negativ indflydelse i regime 2, om end uden statistisk signifikans. Dette kan skyldes, at regime 2 er præget af kriser, såsom finanskrisen og energikrisen, hvor BNP typisk falder. Yderligere kan det nævnes, at elpriser generelt har en påvirkning på den økonomiske aktivitet. CPI har en positiv indflydelse på elprisen, især i regime 2, men er uden signifikans i begge regimer. Regime 2 er som nævnt præget af høje elpriser, som generelt fører til stigende inflation. Dette vil indirekte reducere forbrugernes rådighedsbeløb, hvilket alt andet lige også kan føre til lavere BNP og dæmpe den samlede samfundsaktivitet.

Endvidere kan formateringen af BNP skabe misvisende relationer, idet BNP oprindeligt angives pr. kvartal. I regime 2 aflæses det for eksempel, at regimet indeholder 50 obser-

vationer, hvilket i alt giver omkring 13 kvartaler, som relationen mellem BNP og elpris er baseret på. Derfor undersøges det, hvorvidt BNP har stor indflydelse på selve relationen mellem variablene og elprisen. Samme analyse opsættes i Bilag D, uden BNP. Appendixen viser, at der generelt ikke er en forskel mellem variablenes koefficienter med undtagelse af forbruget, som ikke bliver signifikant i regime 2, og solproduktionen, som ikke er signifikant i regime 1.

Tabel 8.3 viser, at vindproduktionen har en signifikant negativ indflydelse på elprisen i begge regimer. Især i regime 2, som er præget af høj volatilitet og høje elpriser, stiger koefficienten med mere end fem gange så meget. Dermed er der belæg for, at vindproduktionens indflydelse vil være højere i perioder med ekstreme markedsforhold end i perioder med lave eller stabile markedsforhold. På trods af stigende indflydelse fra vindproduktionen i regime 2 er det igen gasprisen, som har den største signifikante påvirkning på elprisen. Dette skyldes især, at datasættet er påvirket af ekstreme gaspriser i 2022, på baggrund af energikrisen. Dette ændrer ikke på gasprisens indflydelse i regime 1, som ikke indeholder ekstreme markedsforhold. Regime 1 indeholder endda perioden mellem 2019 og 2020, hvor der historisk har været observeret de laveste gaspriser. Denne høje korrelation mellem gasprisen og elprisen resulterer generelt i, at stabilitet ved udbygning af vedvarende energi kan være svær at opnå, så længe gaspriserne forbliver ustabile. Udover koefficienterne estimerer regressionen overgangssandsynlighederne for de to regimer, som kan aflæses i Ligning 8.3.

$$\begin{array}{cc}
 & \begin{array}{cc} \text{Regime 1} & \text{Regime 2} \end{array} \\
 \begin{array}{c} \text{Regime 1} \\ \text{Regime 2} \end{array} & \left(\begin{array}{cc} 0,9644 & 0,0356 \\ 0,1127 & 0,8873 \end{array} \right)
 \end{array} \quad (8.3)$$

Ligning 8.3 viser en klar tendens til persistente regimer. Det vil sige, at når regressionen befinder sig i enten regime 1 eller 2, er der stor sandsynlighed for, at regressionen forbliver i det regime. For eksempel er sandsynligheden for et regimeskift fra regime 1 til 2 på 3,56%, hvorimod regimeskift fra regime 2 til 1 er 11,27%. Der er derfor asymmetri i markedsadfærden.

Med udgangspunkt i de fremtidige udsigter, præsenteret i Afsnit 4.3 er der en stærk plan om at udvide vindkapaciteten i Danmark. Det er derfor interessant at undersøge, hvordan denne udvidelse kan have indflydelse på forholdet mellem elpris og vindproduktion. På baggrund af den allerede opsatte model i Afsnit 8.2 vil der blive opstillet nogle forskellige scenarier. Denne del af analysen skal fortolkes som en scenarieanalyse, og som et supplement til den allerede estimerede model i Afsnit 8.2.

8.3 Stigning i vindproduktionen

Dette afsnit tager udgangspunkt i det givne datasæt, Tabel 8.3, og undersøger, hvordan systemet reagerer på en stigning i vindkapaciteten. Som nævnt i Kapitel 1 forventes det, at vindenergi skal tredobles inden 2035 [Branner and Ingholt, 2023]. Afsnittet vil bidrage til besvarelsen af Hypotese 3, om hvorvidt den grønne omstilling og stabilitet kan opnås simultant på det danske elmarked i fremtiden. Det antages derfor, at vindproduktionen tredobles i perioden 2007-2024, mens de øvrige variable antager samme værdier, som i Afsnit 8.1. Resultaterne af estimeringen kan aflæses i Tabel 8.4.

Parameter	Regime 1		Regime 2	
	Estimat	Std. fejl	Estimat	Std. fejl
β_0 (Konstant)	0,5874	3,4450	21,5235	25,9575
β_1 (Forbrug)	0,0920***	0,0279	0,0005	0,1971
β_2 (Vind)	-0,0218***	0,0036	-0,1767***	0,0231
β_3 (Sol)	-0,0441	0,0963	-0,5899***	0,0994
β_4 (Gaspris)	1,5419***	0,1874	1,7564***	0,1194
β_5 (Kulpris)	0,2521***	0,0950	0,2140	0,1469
β_6 (CPI)	14,7998*	8,3283	15,4182	30,4951
β_7 (BNP)	1,3091	3,1896	-23,9021	17,9310
R^2	0,7762		0,9474	
Residual std.	38,8553		117,0699	
Mean (elpris)	315		1032	
Std. (elpris)	164		741	
Observationer	188		27	

Tabel 8.4: Sammenligning af estimerede parametre for lineær regression af elprisen i regime 1 og 2 (2007-2024) med en tredobling af vindkapaciteten, samt tilhørende standardfejl.

*Tabellen viser estimerne og standardfejl, hvor ***, **, * viser statistisk signifikans ved henholdsvis 1%, 5% og 10 %.*

Det fremgår af Tabel 8.4, at antallet af observationer i regime 2 er reduceret, sammenlignet med forrige analyse. Dette kan forklares ved, at vindproduktionen har en negativ indflydelse på elprisen. Når vindproduktionen tredobles, vil dette bidrage til at afdæmpe og stabilisere elprisen, hvilket samtidig reducerer antallet af perioder med høje priser. Samtidig har det resulteret i, at gennemsnitsprisen og standardafvigelsen i regime 1 er steget. Dette kan i sig selv forklares ud fra, at regimerne er blevet reestimeret efter ændring af vindproduktionen.

Antallet af observationer i det stabile regime er steget fra 165 til 188 observationer, hvorfor observationer, som før befandt sig i det ustabile regime, er indeholdt i det stabile regime. Dette kan desuden bekræftes ved hjælp af Figur 8.3, som viser sandsynligheden for, at månederne befinder sig i regime 1.



Figur 8.3: sandsynligheden for, at hver måned befinder sig i regime 1, med udgangspunkt i scenariet, hvor vindproduktionen er tredoblet.

Med udgangspunkt i Figur 8.3 kan det aflæses, at det ikke længere er tilfældet, at alle perioder mellem 2022 og 2024 befinder sig i regime 2. Derudover kan det aflæses, at vindproduktionens negative effekt i regime 2 er blevet mindre, sammenlignet med analysen i Afsnit 8.2. Koefficienten har ændret sig fra $-0,3414$ til $-0,1767$ DKK/MWh. Dette afspejler indirekte kannibaliseringseffekten, idet påvirkningen fra produceret MWh falder i takt med stigende vindproduktion, alt andet lige.

Omvendt har solproduktionen opnået en stærkere og signifikant negativ indflydelse i regime 2. Her har koefficienten ændret sig fra at være ikke signifikant med en koefficient på $-0,0300$ til at være signifikant med en koefficient på $-0,5899$ DKK/MWh. Dette kan være et resultat af den høje positive korrelation, der er mellem solproduktionen og vindproduktionen, jf. Tabel 8.1. Derudover kan det aflæses i Tabel 8.4, at kulprisen er gået fra at være insignifikant i begge regimer til at være signifikant i regime 1. Dette kan være en indikator på, at elprisen er blevet mere følsom over for de perioder, hvor der skal benyttes fossile brændsler. Det

samme kan aflæses for gasprisen, som også har fået en større indflydelse i det stabile regime (regime 1) og har ændret sig fra 0,7434 til 1,5419 DKK/MWh.

Udover estimaterne kan de nye overgangssandsynligheder aflæses i Ligning 8.4.

$$\begin{array}{cc} & \begin{array}{cc} \text{Regime 1} & \text{Regime 2} \end{array} \\ \begin{array}{c} \text{Regime 1} \\ \text{Regime 2} \end{array} & \left(\begin{array}{cc} 0,9762 & 0,0238 \\ 0,1449 & 0,8551 \end{array} \right) \end{array} \quad (8.4)$$

Af Ligning 8.4 fremgår det, at sandsynligheden for at gå fra regime 1 til regime 2 er faldet fra 3,56% til 2,38%. Dette indikerer, at systemet i højere grad forbliver i det stabile regime og dermed udviser øget persistens. Dette kan være med til at gøre markedet mere robust over for makroøkonomiske chok, idet sandsynligheden for at skifte fra regime 1 til 2 er lav. Regime 1 fremstår dermed mere dominerende og stabilt. I sammenhæng med dette observeres ligeledes en stigning i sandsynligheden for at skifte fra regime 2 til regime 1. Dette kan betyde, at de volatile og ekstreme perioder bliver lettere og hurtigere at bevæge sig væk fra. Kombinationen af de to ændringer antyder en forbedret stabilitet i systemet, som følge af øget vindproduktion. Dette kan i sig selv understøtte Hypotese 3. Modsat bør det overvejes, hvorvidt den øgede volatilitet i regime 1 kan være et udtryk for nye former for ustabilitet i det ellers stabile regime.

8.4 Fremtidige udsigter

Udover scenariet om stigende vindproduktion er det også interessant at undersøge, hvordan elmarkedet generelt vil komme til at se ud, hvis de mange mål for at gøre Danmark klimaneutral inden 2050 opfyldes. Dette afsnit vil på denne måde være med til at kunne svare på Hypotese 3, om hvorvidt den grønne omstilling og stabilitet kan opnås simultant på det danske elmarked. Med udgangspunkt i Afsnit 4.3, hvor fremtidige udsigter blev gennemgået, er en af kravene inden 2050, at fossile brændsler skal udfases. Forrige analyse viser også, at det nuværende system er meget følsomt over for kul- og gasprisen. På baggrund

af dette undersøges det, hvordan et fald i fossile brændslers produktion kan have indflydelse på elprisen. Selve analysen undersøger perioden fra januar 2017 og frem til december 2024, idet Energinet kun har tilgængeligt data for fossile brændsler i denne periode. Der anvendes gennemsnitligt timebaseret balanceringsdata for gas, kul og olieproduktionen i Danmark [Energinet, 2025a]. Disse vil blive betegnet som fossile brændsler. Det skal noteres, at denne analyse igen er en scenarieanalyse og illustrerer, hvordan systemet kunne se ud, hvis diverse klimamål er opfyldt. Ændringer for hver variabel kan aflæses i Tabel 8.5.

Variabel	Ændring	Kilde
Elpris	↓ 33%	[Branner and Ingholt, 2023].
Vindproduktion	↑ 200%	[Branner and Ingholt, 2023]
Solproduktion	↑ 500%	[Branner and Ingholt, 2023]
Elforbrug	↑ 87%	[Energistyrelsen, 2023]
Gaspris	↓ 28%	[ICE, 2025]
Fossile Brændsler	↓ 50%	[Branner and Ingholt, 2023]

Tabel 8.5: Antagelser for udviklingen af elprisen, vindproduktionen, solproduktionen, elforbruget, gasprisen og fossile brændsler.

Antagelserne i Tabel 8.5 er baseret på forventede ændringer i de seks variable. Alle variable, med undtagelse af gasprisen, tager udgangspunkt i en forventet udvikling frem mod 2035. For gasprisen er udgangspunktet i stedet baseret på handelsdata fra det hollandske futuresmarked. Da der ikke handles kontrakter for 2035, anvendes gennemsnitsprisen for kalenderåret 2030, baseret på handler det seneste år. Denne pris har i gennemsnit ligget omkring 26 EUR/MWh, hvilket, sammenlignet med gennemsnitsprisen i 2024, svarer til et fald på 28%¹.

Med udgangspunkt i elprisen i Tabel 8.5 er antagelsen om et fald på en tredjedel baseret på en forudsætning om uændrede vejrbetingelser. Desuden er målsætningerne om øget

¹Udregning af denne udvikling kan aflæses i Afsnit D.2.

produktion af sol- og vindenergi fastlagt med henblik på en forventet stigende elektrificering af Danmark. Ifølge Branner and Ingholt forventes vindproduktionen at tredobles og solkapaciteten at seksdobles frem mod 2035, hvilket afspejler et generelt forventet løft i elforbruget. Energistyrelsen vurderer, at elforbruget i 2035 vil være steget med cirka 87% som følge af øget elektrificering. Samtidig forventes en reduktion i kapaciteten fra kraftværker baseret på afbrænding af kul og naturgas, hvilket indebærer, at denne kapacitet i 2035 vil være halveret i forhold til niveauet i 2022 [Branner and Ingholt, 2023]. Realismen i disse antagelser vil blive drøftet i Kapitel 9. Afsnittet vil fokusere udelukkende på at analysere forholdet mellem de udvalgte variable under forudsætning af, at de beskrevne ændringer er blevet gennemført i perioden 2017 til 2024.

For at kunne isolere effekten, undersøges først, hvordan elprisen har opført sig i perioden fra 2017 til 2024. Resultaterne heraf er illustreret i Tabel 8.6, hvor BNP er ekskluderet, idet der kun er observeret 24 datapunkter i perioden 2017-2024.

Parameter	Regime 1		Regime 2	
	Estimat	Std. fejl	Estimat	Std. fejl
β_0 (Konstant)	2,4123	7,2716	28,1373	26,3689
β_1 (Forbrug)	0,1557**	0,0689	-0,6298***	0,1973
β_2 (Vind)	-0,0665***	0,0170	-0,2967***	0,0944
β_3 (Sol)	-0,0183	0,1390	-0,5074	0,4886
β_4 (Gaspris)	2,8870***	0,1104	1,3252***	0,1044
β_5 (Kul)	-0,4156***	0,0646	0,5517***	0,1300
β_6 (Brændsler)	-0,0128	0,0160	0,3069*	0,1673
β_7 (CPI)	61,2484	17,7474	-105,2143***	39,9600
R^2	0,9642		0,9685	
Residual std.	43,0344		80,3559	
Mean (elpris)	483		864	
Std. (elpris)	515		482	
Observationer	75		20	

Tabel 8.6: Sammenligning af estimerede parametre for lineær regression af elprisen i regime 1 og 2 (2017-2024), med tilføjelse af fossile brændsler.

*Tabellen viser estimatorne og standardfejl, hvor ***, **, * viser statistisk signifikans ved henholdsvis 1%, 5% og 10 %.*

Tabel 8.6 viser de syv estimerede parametre, før ændringerne i Tabel 8.5 er foretaget. Resultaterne sammenlignes herefter med ændringerne forklaret i Tabel 8.5. Estimeringen fremgår af Tabel 8.7.

Parameter	Regime 1		Regime 2	
	Estimat	Std. fejl	Estimat	Std. fejl
β_0 (Konstant)	1,0712	2,9795	114,7377***	38,5339
β_1 (Forbrug)	0,0381**	0,0161	-0,4571**	0,1359
β_2 (Vind)	-0,0149***	0,0028	-0,1357***	0,0203
β_3 (Sol)	-0,0188*	0,0096	-0,3510***	0,0693
β_4 (Gaspris)	1,8262***	0,1082	1,5394***	0,0976
β_5 (Kul)	-0,3355***	0,0401	-0,0275	0,0950
β_6 (Brændsler)	-0,0060	0,0172	-0,9709***	0,2902
β_7 (CPI)	25,1481***	6,4386	-220,8196***	58,4720
R^2	0,8773		0,9763	
Residual std.	23,9033		67,3216	
Mean (elpris)	273		880	
Std. (elpris)	159		567	
Observationer	79		16	

Tabel 8.7: Sammenligning af estimerede parametre for lineær regression af elprisen i regime 1 og 2 (2017-2024), med udgangspunkt i forventede ændringer. Tabellen viser estimatorne og standardfejl, hvor ***, **, * viser statistisk signifikans ved henholdsvis 1%, 5% og 10 %.

Af Tabel 8.7 fremgår det, hvordan et fald i fossile brændsler og stigning i vindproduktion vil påvirke de forskellige variable. Forbrugets indflydelse er blevet mindre, men har stadigvæk en skiftende adfærd i de to regimer. Det tyder på, at forbruget stadigvæk er påvirket af en adfærdsændring, som i det ustabile regime (regime 2) resulterer i en negativ påvirkning på elprisen.

Vindproduktionen har stadig en negativ effekt på elprisen i begge regimer. Vindproduk-

tionen har ikke længere en lige så stor negativ påvirkning på elprisen, som tidligere, pr. produceret MWh. Dette bekræftede scenarieanalyse 1 også, hvor vindproduktionen blev tredoblet, jf. Afsnit 8.3. Yderligere er regime 1 blevet mere stabilt, sammenlignet med Tabel 8.6, hvilket kommer til udtryk ved standardafvigelsen, der har ændret sig fra 515 til 159. Solproduktionen har ligeledes fået en mindre dæmpende effekt på elprisen og har ændret sig fra at være insignifikant i begge regimer til at være signifikant. Den kraftige stigning i solproduktionen har på denne måde resulteret i, at solproduktionen har fået en fremtrædende og signifikant indflydelse på elprisen.

På trods af fald i gasprisen for regime 1, har den stadigvæk en signifikant positiv indflydelse på elprisen i begge regimer og er generelt den variabel, udover CPI, som har den største indflydelse pr. produceret MWh. I regime 2 gælder det, at indflydelsen fra gasprisen på elprisen er steget fra 1,3252 til 1,5394 DKK/MWh. Gasprisen har stadig en kraftig prisdæmpende effekt på elprisen, især i regime 1 (1,8262), hvilket også gælder i Tabel 8.6. Gasprisen har dermed stadig stor betydning for elprisen, på trods af den igangværende udfasning af fossile brændsler. Dette kan tyde på, at korrelationen mellem elprisen og gasprisen ikke nødvendigvis forsvinder, før der er sket en 100% udfasning. Den begyndende udfasning har derimod været påvirkelig over for kulprisen, som ikke længere har en lige så stor betydning for elprisen. Kulprisen er gået fra at være signifikant med et estimat på 0,5517 til at være insignifikant med et estimat på $-0,0275$ DKK/MWh i regime 2.

Overgangssandsynlighederne før og efter ændringen i hver variabel er opsat i Ligning 8.5 og Ligning 8.6.

- Før ændring

$$\begin{array}{cc}
 & \begin{array}{cc} \text{Regime 1} & \text{Regime 2} \end{array} \\
 \begin{array}{c} \text{Regime 1} \\ \text{Regime 2} \end{array} & \left(\begin{array}{cc} 0,8679 & 0,1321 \\ 0,3576 & 0,6424 \end{array} \right)
 \end{array} \tag{8.5}$$

- Efter ændring

$$\begin{array}{cc}
 & \begin{array}{cc} \text{Regime 1} & \text{Regime 2} \end{array} \\
 \begin{array}{c} \text{Regime 1} \\ \text{Regime 2} \end{array} & \left(\begin{array}{cc} 0,9142 & 0,0858 \\ 0,3453 & 0,6547 \end{array} \right)
 \end{array} \quad (8.6)$$

I Ligning 8.6 observeres det, at sandsynligheden for at forblive i regime 1 er steget fra 86,79% til 91,42%. Regime 1 efter udfasning af fossile brændsler er derved præget af øget persistens sammenlignet med før udfasningen, jf. Ligning 8.5. Denne ændring antyder en tendens til at forblive i det stabile regime, og derved vil elprisen i højere grad forblive i det stabile regime. Samtidig er sandsynligheden for at skifte fra regime 1 til regime 2 faldet fra 13,21% til 8,58%, hvilket understøtter tendensen mod længerevarende perioder med lave priser. Endvidere aflæses det, at sandsynligheden for at blive i regime 2 er steget fra 64,24% til 65,47%, imens sandsynligheden for overgang til regime 2 falder fra 35,76% til 34,53%. Dette antyder, at perioder med høje priser ligeledes bliver længere og mere persistente som følge af udfasning af fossile brændsler. Dette kan tolkes som en mere fastlåst regimestruktur.

Den lavere grad af tilpasningsevne kan ligeledes fortolkes som en indikator for øget robusthed. Det medfører et marked, hvor sandsynligheden for strukturelle ændringer er lavere, og som derfor er mindre følsomt over for kortsigtede udsving og udefrakommende chok. Dette kan være en fordel i forbindelse med den grønne omstilling, hvor det er afgørende, at markedsstrukturerne er omstillingsparate og kan håndtere både teknologiske samt politiske ændringer. Endvidere kan et marked, der er mindre påvirket af eksterne faktorer, være politisk fordelagtigt, da det skaber forudsigelighed og reducerer risikoen for store prisudsving. Modsat skal det noteres, at selvom regime 1 er blevet mere persistent, er det samtidig blevet mere volatilt og mere påvirkeligt over for gasprisen. Dette resulterer i, at udbygning af vedvarende energikilder ikke i sig selv er nok til at udviske korrelationen mellem elpris og gaspris. Dette er i sig selv et argument for, at Hypotese 3 kan forkastes.

8.5 Opsummering

Dette kapitel har haft til formål at udarbejde en langsigtet analyse af elprisen i perioden 2007 til 2024, for bedst muligt at kunne besvare Hypotese 2c. Yderligere har en scenarieanalyse af de fremtidige udsigter været med til at kunne supplere til Hypotese 3. Oversigt over de enkelte analyser, og hvilke hypoteser de har været med til at besvare, kan aflæses i Tabel 8.8.

Model	Hypotese	Opsummering
Markov-regimeskiftmodel	Hypotese 2c: Der har været et regimeskift i elprisens historiske udvikling.	Tegn på persistente regimer. Vindproduktion er signifikant i begge regimer, med høj negativ indflydelse i regime 2. Gasprisen er ligeledes signifikant i begge regimer, med høj positiv indflydelse i regime 2. Regimeskift opdelt i et stabilt og ustabilt regime i perioden 2007-2024. Forkastes ikke
Scenarie 1: Stigning i vindproduktion	Hypotese 3: Den grønne omstilling og stabilitet kan opnås simultant på det danske elmarked i fremtiden	Vindproduktionens indflydelse på elprisen bliver lavere pr. produceret MWh, hvilket indirekte indikerer kannibaliseringseffekten. Lavere sandsynlighed for at forblive i regime 2, hvorfor regime 2 er mindre persistent. Standardafvigelsen stiger i det stabile regime (regime 1). Forkastes
Scenarie 2: Fremtidige udsigter	Hypotese 3: Den grønne omstilling og stabilitet kan opnås simultant på det danske elmarked i fremtiden	Vindproduktionen får en mindre negativ betydning ved igangværende udfasning af fossile brændsler, hvilket indirekte indikerer kannibaliseringseffekten. Ingen betydelig ændring i gasprisens positive indflydelse på elprisen. Gasprisen er fortsat den mest dominerende forklaringsvariabel. Regimeskift opdelt i et stabilt og ustabilt regime i perioden 2017-2024. Forkastes

Tabel 8.8: Oversigt over hvilke modeller der er blevet anvendt i den langsigtet analyse, og hvilke hypoteser de har været med til at besvare.

Det fremgår af Tabel 8.8, at Markov-regimeskiftmodellen karakteriserer et regimeskift i elprisen, hvorfor Hypotese 2c ikke kan forkastes. Regimerne er især inddelt efter gasprisens opførsel, som viser sig generelt at være en indikator for makroøkonomisk opførsel. De to

scenarieanalyser hjælper ydermere med at undersøge, i hvilken grad grøn omstilling og stabilitet kan opnås simultant under fremtidige forudsætninger. Disse resultater indikerer samlet set, at det nuværende design af elmarkedet gør det vanskeligt at realisere både en grøn omstilling og stabilitet på samme tid. Dermed er der ikke tilstrækkelig evidens til entydigt at bekræfte Hypotese 3 under de nuværende markedsbetingelser.

9 | Diskussion

Denne diskussion tager afsæt i specialets to hovedanalyser, der belyser, hvordan overgangen til vedvarende energikilder har påvirket prismekanismen og stabiliteten på det danske elmarked, på kort og lang sigt. På baggrund af disse analyser er det nødvendigt at fortolke, hvorvidt resultaterne stemmer overens med anvendt teori. Afslutningsvis diskuteres markedets stabilitet i et fremadskuende perspektiv, herunder mulige politiske tiltag til at understøtte en mere robust elmarkedsstruktur.

9.1 Modelkontrol

Med henblik på at kunne besvare, hvordan stigende andel i vedvarende energi har påvirket prismekanismen på kort og lang sigt, jf. Hypotese 2 og Hypotese 3, er der blevet opstillet to hovedanalyser. Det er derfor væsentligt at vurdere, hvorvidt det anvendte datasæt opfylder de nødvendige antagelser, samt robustheden af de anvendte økonometriske modeller.

En fundamental antagelse indenfor økonometrisk metode er, at residualkomponenten opfører sig som hvid støj. Dette gør sig gældende for både VAR(p)-, GARCH-X- og regressionsmodellerne. Denne generelle antagelse viser sig i Kapitel 6 at være svær at opfylde for det timebaserede datasæt. Datagrundlaget udviser betydelig autokorrelation og en hyppighed af ekstreme observationer, der afviger fra normalfordelingen. Generelt, når der arbejdes med timebaserede priser, kan det være svært at korrigere for al sæson, som resulterer i støj. En løsning til dette er at tilføje flere lags til modellen for at undgå autokorrelation. I Kapitel 7 blev det derimod nævnt, at flere lags ikke nødvendigvis havde en indvirkning på de strukturelle sammenhænge. Dermed kan det argumenteres for, at den høje autokorrelation ikke nødvendigvis har haft indflydelse på de strukturelle sammenhænge i analysen.

En alternativ tilgang kunne være anvendelsen af avancerede filtreringsteknikker eller modeller, der eksplicit tager højde for strukturel sæson og outliers. Det kunne for eksempel

være regimeskiftmodeller, som er blevet anvendt for den langsigtede analyse. Dette kunne forbedre den kortsigtede models evne til at isolere den systematiske variation fra støj og ekstreme observationer. Det kan noteres, at analysen tager udgangspunkt i elprisens opførsel på kort sigt, hvor makroøkonomiske ændringer typisk har indflydelse på prisdannelsen på lang sigt. Dette kan være et argument for ikke at inddrage mere komplekse modelstrukturer i den kortsigtede analyse.

9.1.1 Valg af variable

En væsentlig del af en økonometrisk analyse består i at identificere relevante variable. I den anvendte VAR(3)-model, jf. Afsnit 7.1.2, er der fokuseret på to variable: vindproduktion og elforbrug, med henblik på at beskrive den strukturelle udvikling i elprisen. Det kan derfor diskuteres, om disse to variable alene er tilstrækkelige til at forklare den daglige variation i elprisen. Som det fremgår af Kapitel 8, hvor den langsigtede sammenhæng mellem elpris og syv øvrige variable blev analyseret, har især gasprisen vist sig at være en dominerende drivkraft bag elprisens udvikling. Derfor kan det overvejes, om den kortsigtede model lider af omitted variable bias, fordi en central variabel, som gasprisen, er undladt. For at undersøge modellens robusthed er der derfor i Afsnit C.3 blevet foretaget en robusthedsanalyse, hvor gasprisen indgår som tredje variabel i rækkefølgen af VAR(3)-modellen i 2024. Af Figur C.3 fremgår det, at gasprisen ikke påvirker forholdet mellem vindproduktionen og elprisen, og har således ingen indvirkning på de kausale sammenhænge. Derudover udviser gasprisen ingen statistisk signifikant effekt på elprisen. Dette kan skyldes, at gasprisen måles på dagsbasis, hvilket kan komplicere identifikationen af dens effekt på elprisens timebaserede variationer.

Derudover fremgår det af Tabel 8.1, at solproduktionen er stærkt korreleret med både elforbrug og vindproduktion. Udeladelse af sådan en variabel kan føre til spuriøse regressioner, hvor høje korrelationer mellem variable kan resultere i fejlagtige fortolkninger. Det bliver dermed uklart, om det er den udeladte variabel, der reelt driver relationen, eller om der eksisterer en kausal sammenhæng mellem de inkluderede variable. Af samme grundlag

er der blevet foretaget en robusthedsanalyse i Afsnit C.3, hvor solproduktionen er tilføjet som første variabel i rækkefølgen af VAR(3)-modellen i 2024. Resultatet viser, at vindproduktionens øjeblikkelige effekt ændrer sig fra -0,0366 til -0,0347. Selvom ændringen er numerisk begrænset, indikerer resultatet, at vindproduktionens negative effekt på elprisen tidligere er blevet overvurderet som følge af udeladelse af solproduktionen. Yderligere viser Figur C.4, at solproduktionens øjeblikkelige effekt er -0,0587, hvorfor solproduktionens indflydelse er større end vindproduktionens. Dette kan skyldes solproduktionens mere direkte indflydelse på elprisen, da solenergi typisk produceres i dagtimerne, hvor efterspørgslen er højest. Vindproduktionen er derimod mere ujævn og mindre forudsigelig i sin tidsmæssige fordeling.

9.2 Kortsigtet analyse

Den kortsigtede analyse viser generelt, at der er sket strukturelle ændringer i elprisens daglige opførsel. Med udgangspunkt i Figur 6.2 er der sket en klar ændring i de daglige udsving, som i 2024 er mere usystematiske, sammenlignet med 2009. Dette er en indikation på, at der er sket et skift i selve markedsstrukturen og forholdet mellem udbud og efterspørgsel. Samtidig kunne det aflæses i Figur 7.2 for 2024, at der eksisterer en negativ kausal sammenhæng mellem elforbrug og elpris. Denne udvikling går i og for sig mod teorien vedrørende udbud og efterspørgsel. Forbruget afspejler efterspørgslen, og i henhold til prisdannelsen, jf. Afsnit 3.2, kan efterspørgslen ikke have en negativ kausal sammenhæng med prisen. Den uelastiske efterspørgsel bidrager derimod med en forklaring om, at det er udbuddet, som bliver den primære parameter til at beskrive prisdannelsen, som Cobweb ligeledes foreslår, jf. Afsnit 3.2.1. Umiddelbart vil årsagen til den negative påvirkning tillægges en forventning om et skift i forbrugsmønstret, men denne antagelse holder ikke i henhold til teorien, når prisen dannes på baggrund af udbuddet, jf. Figur 3.5 om meritordenen. Derimod vil det fremgå negativt som en skjult effekt af, at forbruget kan ændre sig afhængigt af udbuddet. Ritzau fastlægger derimod, at danskerne generelt er blevet mere bevidste omkring deres energiforbrug efter energikrisen i 2022, hvilket indikerer en elastisk

efterspørgsel. Selvom priserne er blevet lavere siden 2022, opretholdes bevidstheden omkring energiforbruget [Ritzau, 2024]. Dette kan have bidraget til en udjævning af forbruget med henblik på at udnytte de lavere elpriser, som typisk opstår om natten. Teoretisk vil en elastisk efterspørgsel gå ind og stabilisere elpriserne, som i stedet for stigende oscillationer kan føre til aftagende oscillationer omkring ligevægtspunktet, jf. Figur 3.4. På trods af denne strukturelle ændring i forholdet mellem forbrug og pris har det ikke resulteret i lavere volatilitet på elmarkedet, jf. Figur 7.4. Dette kan være et resultat af, at ændringen i forbrugsadfærden ikke nødvendigvis overgår indflydelsen fra den stigende mængde af vindproduktion i 2024, hvorfor Hypotese 2b heller ikke kan forkastes.

Denne høje volatilitet kan i sig selv være et modargument for, at stigende vindproduktion ikke nødvendigvis resulterer i et stabilt elmarked på kort sigt. Dette stemmer overens med Liebensteiner et al., fremlagt i Afsnit 4.4.1 omkring det tyske elmarked. Artiklen forudser øget volatilitet, som følge af udbygningen af vedvarende energi. Dette understøtter den kortsigtede analyse fra 2024 og udfordrer artiklen skrevet af Grohnheit and Sneum, fremlagt i Afsnit 4.4.2 omkring det danske elmarked. Grohnheit and Sneum hævder, at markedet har absorberet den øgede vindkapacitet uden væsentlige problemer. Den kortsigtede analyse i dette speciale indikerer derimod det modsatte, hvor vindproduktionen og elprisens volatilitet har en positiv sammenhæng i 2024. Det peger på, at effekten af øget vindproduktion ikke nødvendigvis er entydigt positiv, og at den markedsmæssige tilpasning kan være mere kompleks end antaget i dele af den eksisterende litteratur.

9.3 Langsigtet analyse

Udover den kortsigtede analyse peger anvendelsen af Markov-regimeskiftmodeller i den langsigtede analyse også på, at elprisen har været udsat for nogle strukturelle ændringer i perioden 2007 til 2024. Resultaterne viser, at modellen inddeler regimerne i et stabilt (regime 1) og ustabilt regime (regime 2). Det ustabile regime er ikke kun karakteriseret ved høj standardafvigelse på elprisen, men også i høj grad præget af økonomisk usikkerhed,

hvor BNP er faldende. Der er ikke en entydig signifikans på tværs af regimerne for BNP, idet der kun er fundet signifikans i det stabile regime (regime 1). Ud fra Tabel 8.3 kan det aflæses, at BNP har en stærk positiv påvirkning på elprisen i det stabile regime (regime 1), med et estimat på 4,3954. Dette indikerer, at der er en positiv kausal sammenhæng mellem BNP og elprisen. En periode med høj BNP kan generelt forbindes med høj aktivitet, som går ind og løfter samfundsaktiviteten og herigennem løfter priserne. Teoretisk stemmer dette overens med almindelig udbud- og efterspørgselsteori, jf. Figur 3.3, hvor BNP kan anses som den samlede efterspørgsel i et land. Modsat vil en periode med økonomisk tilbagegang gå ind og lægge et nedadgående pres på samfundsaktiviteten, hvilket regime 2 er karakteriseret ved. Mangel på signifikans i regime 2 for BNP kan være et resultat af, at regimet er præget af perioder, hvor gasprisen bliver udsat for chok, herunder krigen i Ukraine [Europa-Parlamentet, 2024]. Dette resulterer generelt i chok til udbudssiden, som øjeblikkeligt har indflydelse på elprisen. Denne effekt har haft negative konsekvenser for den økonomiske aktivitet, hvorfor elprisen i dette tilfælde har styret den økonomiske tilbagegang. Dette kan indikere et potentielt endogenitetsproblem, hvor den forklarende variabel (BNP) delvist bestemmes af den afhængige variabel (elprisen). Herved brydes forudsætningen om ensrettet kausalitet, hvilket kan forklare modellens manglende evne til at identificere signifikante sammenhænge i dette regime.

Generelt udviser modellens regimer udelukkende at være bestemt ud fra gasprisens opførsel. Dette stemmer overens med, at gasprisen ofte bliver forbundet med geopolitisk usikkerhed [Branner and Ingholt, 2023]. Gasprisen kan alene bruges som variabel for makroøkonomiske faktorer, såsom krig, inflation og økonomisk vækst. Den høje korrelation mellem gaspris og elpris, jf. Tabel 8.1, underbygger således, at elprisen i høj grad er drevet af udefrakommende makroøkonomiske forhold på lang sigt.

Ud fra Afsnit 8.4 blev det fremlagt, at den grønne omstilling og stabilitet på elmarkedet kan lade sig gøre under bestemte forudsætninger; herunder udfasning af fossile brændsler, fald i gaspriser samt stigende produktion i vedvarende energi. Set fra et historisk perspektiv kan de anses som værende urealistiske. Med udgangspunkt i Tabel B.1 er vindproduktio-

nen siden 2014 steget med omkring 48%. Det vil kræve en eksponentiel udvikling, hvis 2035-målet om en tredobling af vindkapaciteten skal opnås. Yderligere er det en nødvendighed at finde et alternativ til kul eller gas, hvis målet om at udfase dem inden 2050 skal opnås. Analysen fastlægger, at elmarkedet vil forblive følsomt over for chok i gasprisen, indtil det er udfaset. Det kan diskuteres, om en udfasning af fossile brændsler i Danmark alene vil være tilstrækkelig. Som det fremgår af Afsnit 3.1.1, er størstedelen af det europæiske elmarked forbundet gennem markedskoblingen. Markedskoblingen bidrager til at udligne elpriser på tværs af landegrænser og betyder, at elprisen i Danmark i høj grad er korreleret med elpriserne i de omkringliggende lande. Derfor vil elprisen i Danmark fortsat kunne være påvirket af gasprisen, selvom Danmark udfaser naturgas fuldstændigt, så længe nabolandene stadig anvender gas i deres elproduktion.

Udover at gasprisen svækker muligheden for et stabilt elmarked, kan det ligeledes diskuteres, om vindproduktionen i sig selv bidrager til øget ustabilitet på markedet. Baseret på både den kortsigtede og langsigtede analyse fremgår det, at der eksisterer en negativ sammenhæng mellem vindproduktion og elpris. Denne relation rejser spørgsmålet om, hvorvidt vindproduktionen udviser kannibaliseringstendenser.

9.4 Kannibalisering

Kannibalisering på elmarkedet kan, som nævnt i Afsnit 4.2.1, være til stede i et marked med mættet kapacitet af vedvarende energi. Den mættede kapacitet kan i værste tilfælde resultere i negative priser, som især har været stigende hen over det sidste årti. De negative priser forekommer i perioder, hvor der er et stort udbud af vedvarende energikilder. I nogle tilfælde kan det bedst svare sig for producenten at fortsætte produktionen, selvom udbuddet overstiger efterspørgslen, hvilket kan resultere i negative priser. Som nævnt i Afsnit 4.2.1, var 2009 det første år, Danmark oplevede negative priser. Med udgangspunkt i det anvendte datasæt i Kapitel 8 kan antallet af negative timer og laveste timepris for hvert år aflæses i Tabel 9.1.

År	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Antal	9	11	15	33	39	46	65	62	84	51	132	192	87	38	281	375
Min()	-892	-150	-274	-1.492	-463	-450	-234	-399	-373	-112	-361	-437	-327	-142	-3.277	-448

Tabel 9.1: Tabel over antallet af negative priser fra 2009 til 2024, samt den laveste timepris for det angivne år.

Det fremgår af Tabel 9.1, at der har været en positiv trend i antallet af negative priser, med undtagelse af 2018, 2021 og 2022. Det lave antal negative priser i 2021 og 2022 skyldes især, at den gennemsnitlige gaspris steg markant i denne periode på baggrund af energikrisen, som beskrevet i Kapitel 1. Med udgangspunkt i problemformuleringen sætter dette spørgsmålstejn ved, hvorvidt elprisen fortsat har en stabil prismekanisme. Hypotese 2 angiver, at prisdannelsen bliver påvirket negativt af den stigende andel af vedvarende energikilder. Derudover rejser Hypotese 3 samtidig spørgsmålet, om markedsdesignet fortsat giver tilstrækkelige og stabile incitamenter for investeringer i vedvarende energikilder.

Danmark har i stigende grad formået at integrere vedvarende energikilder i elproduktionen og gjort grønne energikilder eftertragtet. Gennem en længere årrække har den grønne sektor bidraget positivt til den danske økonomi og beskæftigelse. Modsat viser nye tal, at der generelt er en nedgang i indtjeningen fra virksomheder, som investerer i grøn teknologi. Green Power Denmark fastslår, at 2023 har været et af de laveste år for virksomheder, hvis hovedfokus er grøn teknologi [Berggreen, 2024]. Det er i sig selv en reduktion på 70%, sammenlignet med perioden fra 2019-2022. Berggreen fastlægger endda, at udbygningen af grønne teknologier er så godt som stagneret hen over de sidste to år. Dette er både en konsekvens af højere renter og stigende materialepriser, men også markedsdynamikker som kannibalisierungseffekten: Når store mængder sol- og vindenergi leveres til elnettet samtidig, presser det elpriserne ned og reducerer indtjeningen for de producenter, der har investeret i teknologien. Denne mekanisme stemmer generelt overens med dette speciales resultater, som også foreslår, at mættet vindkapacitet presser priserne ned. Samtidig er der en usikkerhed forbundet med projekterne rent geopolitisk. Prioritering af energisikker-

hed over klimapolitik skaber en forsigtighed blandt investorer og beslutningstagere, hvilket yderligere hæmmer tempoet i den grønne omstilling. Den geopolitiske usikkerhed kan afskrække investorer, i takt med at regeringer forsøger at balancere mellem energisikkerhed, rentabilitet og bæredygtighed. Det kan i sidste ende hindre, at ambitiøse klimamål ikke kan omsættes til konkrete handlinger [Brasil, 2024].

Kannibaliseringseffekten afspejles også i vindproduktionens *capture rate*, der uddybes i Afsnit 4.2.1, som måler forholdet mellem den gennemsnitlige markedspris og den faktiske pris, som producenten opnår. Winther estimerer, at Danmarks *capture rate* for vindenergi forventes at falde mellem 50-70% og i nogle tilfælde ned til 40%, som følge af den omfattende udbygning af havvind. Det gør investeringsudsigterne usikre og afkastet mere volatilt, og deraf underbygger hypotesen om, at markedsmekanismen i sin nuværende form ikke giver de rette investeringssignaler.

Samtidig kan hyppigheden af negative priser stige yderligere i fremtiden, med henblik på at seksdoble den danske solproduktion, jf. Tabel 8.5. Erfaringer fra Californien viser blandt andet, at den store mængde af solproduktion generelt har medført, at negative elpriser ikke blot opstår som undtagelser, men som strukturelle gentagelser i den amerikanske delstat [Denmark, 2023]. Markedet belyser derfor et strukturelt problem, hvor vedvarende energi overstiger den mulige lagringskapacitet. Fleksibilitet og lagring er afgørende, specielt når lagringsteknologierne ikke er udviklet til at følge med og supplere den grønne omstilling. Dette er i sig selv modstridende med, hvad Grohnheit and Sneum finder frem til i Afsnit 4.4.2 om det danske elmarked. Artiklen fastlægger, at der generelt ikke har været tendens til kannibalisering på det danske elmarked i perioden 2011-2021, selvom perioden har været præget af stigende negative priser. Dette speciale foreslår i stedet, at den negative påvirkning af vindproduktion på elprisen i sig selv kan være et modargument for, at der eksisterer kannibalisering på elmarkedet.

På baggrund af at mindske kannibaliseringseffekten er det derfor værd at fremhæve behovet for fleksibelt forbrug, investering i lagring og udvikling af teknologier som Power-To-X. Capture raten kan også virke som en velfungerende indikator for, hvor og hvornår markedet

skal supplere med politiske eller teknologiske løsninger [Denmark, 2023]. Alt i alt illustrerer kannibaliseringsparadokset et behov for at gentænke elmarkedets struktur for at sikre, at økonomisk robusthed og klimamæssige ambitioner spiller sammen.

9.5 Fremtidige udsigter

Med udgangspunkt i politiske mål inden for den grønne omstilling, står det danske elmarked til at bevæge sig mod en virkelighed, hvor udbuddet oftere vil overstige efterspørgslen. Det er via den langsigtede analyse vist, jf. Afsnit 8.3, at en forøgelse i vindkapaciteten medfører en faldende elpris. Det skaber et tosidet aspekt, hvor grøn strøm sænker gennemsnitsprisen, men samtidig skaber større udsving. Alt andet lige kan det anses som en central udfordring for at sikre stabilitet, men også investeringssikkerhed på elmarkedet. Dette perspektiv relaterer sig til Hypotese 3, som antager, at den grønne omstilling og stabilitet kan opnås simultant på det danske elmarked i fremtiden. Umiddelbart viser resultaterne fra den langsigtede analyse, at det kræver mere end blot at udbygge vedvarende energikilder for at opnå et sammenhængende system.

Af samme årsag bliver fleksible løsninger nødvendige, som tidligere fremhævet, eksempelvis Power-to-X. Det er særligt i forhold til at flytte strøm fra perioder med overskydende vedvarende energi til perioder, hvor vedvarende energi ikke imødekommer det totale forbrug. I den forbindelse peger forskere fra Københavns Universitet på nødvendigheden af statslig indgriben for at gøre PtX til en reel klimaløsning. Artiklen understreger, at der skal opstilles en markedsramme, som sikrer rentabiliteten for virksomheder, som investerer i teknologien. Det er kun en brøkdel af de annoncerede projekter på globalt plan, som har nået investeringsfasen, da høje omkostninger forbundet med udbygningen gør det svært at konkurrere med fossile alternativer. Af den årsag advarer forskerne om, at PtX muligvis blot vil forblive en ambition frem for en løsning. En primær grund er, at det kræver en ny udbygning af transmissionsnettet i form af brintrørledninger, som regeringen flere gange har udskudt. Eksempelvis er forbindelsen mellem Tyskland og Danmark, som blev sat til at stå færdigt i 2028, udskudt til 2031 [Hunt et al., 2024]. Disse forsinkelser bidrager til øget

usikkerhed og kan i sidste ende medføre, at den omfattende udbygning af vedvarende energi ikke omsættes til øget stabilitet i prismekanismen. Den stigende andel af overproduktion kan ikke aftages, og det vil alt andet lige forstærke problemet med negative elpriser.

Dette speciale peger overordnet på, at den danske regering står over for et centralt dilemma i forbindelse med den fremtidige udvikling af elmarkedet. Et aktuelt eksempel er udbuddet af et 6 GW havvindmølleprojekt i december 2024, hvor ingen investorer bød på projektet. Projektet blev udbudt uden statslig støtte, hvilket medførte en høj grad af usikkerhed for investorerne og dermed manglende interesse [Nielsen, 2024]. Erfaringer fra Norge viser, at vindprojekter i stigende grad kræver støtteordninger, eksempelvis gennem en garanteret minimumspris [Statnett, 2024]. Denne model kaldes også for en *Contract for Difference*. Modellen sikrer, at staten dækker forskellen, hvis markedsprisen falder under den aftalte mindstepris, mens producenten omvendt betaler differensen, hvis markedsprisen overstiger denne [Kitzing, 2023]. Den danske regering har siden revideret sin tilgang og udbudt et nyt havvindmølleprojekt i maj 2025, som indeholder contracts for difference [Scheel, 2025]. Dette rejser en principiel problemstilling. Hvem skal i sidste ende finansiere denne støtte? På trods af ambitionen om at skabe et mere stabilt og bæredygtigt elmarked, indebærer øget vindproduktion et fald i markedspriserne, hvilket nødvendiggør den statslige compensation. Denne udgift bæres indirekte af forbrugerne, hvilket understreger paradokset i, at stabilitet på elmarkedet skal finansieres af de samme aktører, der søger netop denne stabilitet.

10 | Konklusion

Dette speciale har haft til formål at undersøge, hvordan overgangen til vedvarende energikilder i takt med den grønne omstilling påvirker prismekanismen og stabiliteten på det danske elmarked. Denne problemstilling er blevet belyst gennem tre hypoteser, jf. Afsnit 1.2. Disse hypoteser er blevet undersøgt ved hjælp af anden litteratur, økonometriske modeller, samt teoretisk refleksion. Det overordnede fokus har været at forstå de underliggende mekanismer fremfor blot de kausale sammenhænge.

Danmarks særlige position i forhold til andelen af vedvarende energi dannede grundlag for Hypotese 1. Det blev i Kapitel 4 påvist, at Danmarks høje andel af vindenergi adskilte sig gradvist fra de andre udvalgte europæiske lande. Forskellene påvirker ikke kun produktionen, men også markedets følsomhed over for fluktuationer. Vindenergi kendetegnes ved lave marginalomkostninger, men høj volatilitet på baggrund af dens afhængighed af vejret. Omvendt observeres det i andre europæiske lande som Frankrig og Norge, som har en mere kontrollerbar produktion, i form af atomkraft og vandkraft, at de har markant lavere volatilitet, jf. Tabel 4.3. Danmark adskiller sig derfor strukturelt fra andre dele af det europæiske elmarked, hvorfor Hypotese 1 ikke kan forkastes.

Den kortsigtede analyse i Kapitel 7 konkluderede ved brug af strukturel analyse, at vindproduktionen har en negativ og signifikant effekt på elprisen, herunder særligt i år 2024. Effekten er i overensstemmelse med litteraturen og fremstår stærkere i takt med den stigende andel af vindproduktion i systemet, hvilket også bekræftes af merit-order effekten, jf. Figur 3.6. Hermed kan Hypotese 2a ikke forkastes. Ligeledes bekræfter GARCH-X modellen, at vindenergi bidrager til øget prisvolatilitet, fremhævet i Tabel 7.5. Dette er et resultat af, at udsving i vejrbettinget produktion ikke umiddelbart modsvares af tilsvarende fleksibilitet i efterspørgslen. Hermed kan Hypotese 2b ikke forkastes.

I forlængelse af dette blev prisudviklingen estimeret i Kapitel 8 via en OLS-regression og suppleret med en Markov-regimeskiftmodel. Hertil blev to strukturelt forskellige regimer

identificeret og karakteriseret som et stabilt og ustabilt regime. Regimeskiftene illustrerer, hvordan elmarkedet springer mellem tilstande med forskellig følsomhed overfor interne og eksterne faktorer, fremfor at bevæge sig lineært over tid. Dette bekræfter, at elprisen har været udsat for et regimeskift og generelt bliver påvirket af makroøkonomiske forhold, hvorfor Hypotese 2c ikke kan forkastes. På baggrund af både den kortsigtede og langsigtede analyse kan Hypotese 2 ikke forkastes, da både prisniveau og volatilitet er påvirket af udbygningen af vedvarende energikilder på kort og lang sigt.

Selvom Afsnit 9.5 fremhæver muligheder for at genetablere stabilitet via teknologiske og institutionelle tiltag, så forudsætter disse som udgangspunkt en aktiv markedsindsats. Af den begrundelse forkastes Hypotese 3, da analysens resultater givetvis bekræfter, at grøn omstilling og stabilitet ikke kan opnås simultant. Diskussionen åbner derimod en mulighed for, at de potentielt kan forenes under de rette betingelser.

Sammenfattende kan specialets problemformulering besvares:

Hvordan påvirker overgangen til vedvarende energikilder prismekanismen og stabiliteten på det danske elmarked, på kort og lang sigt

På kort sigt har overgangen til vedvarende energi medført lavere markedspriser, som følge af merit-order effekten. Samtidig har det også skabt højere prisvolatilitet. Dette bekræftes ligeledes af den langsigtede analyse. Elprisens volatilitet viser sig at være højere i regimer med større udbredelse af vedvarende energi. Markedet bevæger sig dermed ikke nødvendigvis mod øget stabilitet. Den høje korrelation med gasprisen svækker muligheden for at stabilisere markedet på lang sigt og har fortsat en betydelig indflydelse på prisdannelsen. Stabilitet er som udgangspunkt kun opnåelig under forudsætninger, som rækker ud over den grønne omstilling, da de ikke automatisk er compatible. Politiske og teknologiske tilpasninger er derfor nødvendige.

Alt i alt bidrager specialet med en pointe om, at den grønne omstilling ikke blot ændrer energiproduktionens teknologiske sammensætning, men omformer elmarkedets dynamik som helhed. Stabilitet skal derfor understøttes og udvikles sammen med de strukturelle forandringer, som grøn energi medfører.

11 | Bibliografi

- Bache, I. W. (2003). *Critical realism and econometrics*. Norges Bank. Tilgængelig online: <https://www.norges-bank.no/>.
- Bal, H. (2020). Education studies. Tilgængelig online: <https://www.warwick.ac.uk>.
- Barker, A., Blake, H., D’Arcangelo, F., and Lenain, P. (2022). Towards net zero emissions in denmark. *OECD Economics Department Working Papers*. Tilgængelig online: <https://eulacfoundation.org/>.
- Berggreen, L. (2024). Ny opgørelse: Energisektoren udgør over fem procent af dansk økonomi. Tilgængelig online: <https://www.greenpowerdenmark.dk>.
- Branner, V. H. and Ingholt, M. M. (2023). Danmark risikerer en periode med større udsving i energipriser, som vil påvirke inflation og pengepolitik. *Danmarks nationalbank*. Tilgængelig online: <https://www.nationalbanken.dk>.
- Brasil, G. (2024). Geopolitical fragility, economic uncertainty blunts energy transition. Tilgængelig online: <https://www.controlrisk.com>.
- Cevik, S. and Ninomiya, K. (2023). Chasing the sun and catching the wind: Energy transition and electricity prices in europe. *Journal of Economics and Finance*, 47(4):912–935. Tilgængelig online: <https://www.imf.org/>.
- Cevik, S. and Zhao, Y. (2025). Shocked: Electricity price volatility spillovers in europe. *IMF Working Papers*, 2025(007):1–22. Tilgængelig online: <https://www.imf.org/>.
- Cleveland, R. B., Cleveland, W. S., McRae, J. E., and Terpenning, I. (1990). Stl: A seasonal-trend decomposition procedure based on loess. *Official Statistics Sweden*. Tilgængelig online: <https://www.wessa.net/>.

- Danermark, B. and Ekstrom, M. (2019). *Explaining society: Critical realism in the Social Sciences*. Routledge. Tilgængelig online: <https://www.routledge.com/>.
- Danmark, V. (2024). Vindenergi danmark 2023. Tilgængelig online: <https://www.vindenergi.dk>.
- Danmarks Statistik (2025). Bruttonationalprodukt (bnp). Tilgængelig online: <https://www.statistikbanken.dk>.
- DanskEnergi and EnergiNet (2011). Smart grid i danmark. Tilgængelig online: <https://www.teknologisk.dk>.
- Denmark, G. P. (2023). Naturlig energi 05-2023. Tilgængelig online: <https://www.greenpowerdenmark.dk>.
- Denmark, G. P. (2024). Fakta om grøn energi. Tilgængelig online: <https://www.greenpowerdenmark.dk/>.
- Dissing, M. (2024). Vi har det, tyskerne vil have. Tilgængelig online: <https://greenpowerdenmark.dk>.
- E-conomic (2025). Priselasticitet – hvad er priselasticitet? Tilgængelig online: <https://www.e-conomic.dk>.
- Enders, W. (2015). Applied econometric time series fourth edition. *New York (US): University of Alabama*, page 30.
- Energinet (2019). Introduktion til elmarkedet. Tilgængelig online: <https://energinet.dk/>.
- Energinet (2025a). Electricity balance non-validated (to be discontinued, please read description). Tilgængelig online: <https://www.energidataservice.dk>.
- Energinet (2025b). Elspot prices. Tilgængelig online: <https://www.energidataservice.dk>.

- Energinet (2025c). Production and consumption - settlement. Tilgængelig online: <https://www.energidataservice.dk>.
- Energistyrelsen (2023). Klimastatus og –fremskrivning 2023 (kf23): Forbrug af el. Tilgængelig online: <https://ens.dk/>.
- Energistyrelsen (2024a). Danmarks globale klimapåvirkning – global afrapportering. Tilgængelig online: <https://ens.dk>.
- Energistyrelsen (2024b). Data, tabeller, statistikker og kort energistatistik 2023. Tilgængelig online: <https://ens.dk/>.
- Energistyrelsen (2024c). Energipriser og afgifter. Tilgængelig online: <https://www.ens.dk>.
- Energistyrelsen (2025). Månedlig og årlig energistatistik. Tilgængelig online: <https://www.ens.dk>.
- EpexSpot (2025a). Basics of the power market. Tilgængelig online: <https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket>.
- EpexSpot (2025b). European market coupling. Tilgængelig online: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>.
- Europa-Parlamentet (2022). Hvordan øger eu den vedvarende energi? Tilgængelig online: <https://www.europarl.europa.eu>.
- Europa-Parlamentet (2024). Reform af elektricitetsmarkedet: Eu's løsninger mod prisvolatilitet. Tilgængelig online: <https://www.europarl.europa.eu>.
- Figueiredo, N. C. and da Silva, P. P. (2019). The “merit-order effect” of wind and solar power: Volatility and determinants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Tilgængelig online: <https://www.sciencedirect.com/>.
- Forsyningstilsynet (2022). Markedsrapport for 2022 engrosmarkedet for gas. Tilgængelig online: <https://www.forsyningstilsynet.dk>.

- Furhauge, B. and Stöber, B. (2024). Tyskland - geografi - landskab, klima og befolkning. Tilgængelig online: <https://lex.dk/>.
- Grohnheit, P. E. and Sneum, D. M. (2023). Calm before the storm: Market prices in a power market with an increasing share of wind power. Tilgængelig online: <https://www.sciencedirect.com>.
- Han, H. and Kristensen, D. (2012). Asymptotic theory for the qmle in garch-x models with stationary and non-stationary covariates. *Aarhus University*. Tilgængelig online: <https://pure.au.dk/>.
- Hunt, O., Tilsted, J., and Hornbek, M. (2024). Forskere: Staten skal frem med pisken, hvis power-to-x skal blive en reel klimaløsning. Tilgængelig online: <https://www.nyheder.ku.dk>.
- ICE (2025). Dutch ttf natural gas futures. Tilgængelig online: <https://www.ice.com/>.
- Kitzing, L. (2023). Contracts-for-difference (cfd). Tilgængelig online: <https://www.fsr.eui.eu>.
- Kuan, C.-M. (2002). *Lecture in the Markov switching model*. Institute of Economics Academia Sinica. Tilgængelig online: <https://homepage.ntu.edu.tw/>.
- Larsen, B. L. (2024). 4 skarpe: Derfor opstår negative elpriser. Tilgængelig online: <https://www.greenpowerdenmark.dk>.
- Lawson, T. (2012). *Economics and reality*. Routledge.
- Liebensteiner, M., Ocker, F., and Abuzayed, A. (2024). High electricity price despite expansion in renewables: How market trends shape germany's power market in the coming years. Tilgængelig online: <https://www.sciencedirect.com/>.
- Liu, D., Liu, X., Guo, K., Ji, Q., and Chang, Y. (2023). Spillover effects among electricity prices, traditional energy prices and carbon market under climate risk. *International*

- Journal of Environmental Research and Public Health*, 20(2):1116. Tilgængelig online: <https://www.mdpi.com/>.
- Løvgren, M. (2024). 40 år med vindkraft - fra 200 små møller til knap 5.000 kæmper. Tilgængelig online: <https://www.dst.dk>.
- Lütkepohl, H. (2005). *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*. Springer Berlin, Heidelberg.
- Lütkepohl, H. and Krätzig, M. (2004). *Applied Time Series Econometrics*. Cambridge University Press.
- Modell, S. and Bakerd, M. (2021). Against empiricism: A critical realist critique of the use of quantitative methods in critical accounting research. *Alliance Manchester Business School*. Tilgængelig online: <https://www.qmul.ac.uk/>.
- Morthorst, P. E., Jensen, S. G., and Meibom, P. (2005). Investering og prisdannelse på et liberaliseret elmarked. *Forskningscenter Risø*. Tilgængelig online: <https://backend.orbit.dtu.dk/>.
- Nielsen, K. (2009). Elpris for første gang i minus. Tilgængelig online: <https://www.dr.dk>.
- Nielsen, S. B. (2024). Ingen vil bygge tre nye kæmpe havvindmølleparker i nordsøen: Klimaanalytiker peger på flere årsager. Tilgængelig online: <https://www.dr.dk>.
- NRGI (2025). Udvikling i elpriserne. Tilgængelig online: <https://nrgi.dk/>.
- Poitras, G. (2023). Cobweb theory, market stability, and price expectations. *History of Economic Thought, Cambridge University*. Tilgængelig online: <https://www.cambridge.org/>.
- Pokharel, M. (2020). Uses of interpolation and extrapolation in mathematical computation. Tilgængelig online: <https://researchgate.net>.

- Regeringen (2023). Klimaaf tale om mere grøn energi fra sol og vind på land 2023. Tilgængelig online: <https://www.kefm.dk>.
- Ritzau (2024). Mange sparer stadig på elforbruget efter historisk høje priser. Tilgængelig online: <https://www.energiwatch.dk>.
- Sarabia, L. and Ortiz, M. (2009). *Comprehensive Chemometrics*. Elsevier, Oxford. Tilgængelig online: <https://www.sciencedirect.com/>.
- Scheel, A. F. (2025). Vi har kurs mod et el-underskud i danmark, og det skyldes særligt én sektor. Tilgængelig online: <https://www.dr.dk>.
- Shumway, R. H. and Stoffer, D. S. (2025). *Time Series Analysis and Its Applications fifth edition*. Springer.
- SMARD (2025). This is how the electricity market works. Tilgængelig online: <https://www.smard.de/>.
- Statnett (2024). Kortsiktig markedsanalyse 2024-2029. Tilgængelig online: <https://statnett.no>.
- Stubager, R. and Sønderskov, K. M. (2011). *forudsætninger for lineær regression og variansanalyse efter mindste kvadraters metode*. Department of political science, Aarhus University. Tilgængelig online: <https://pure.au.dk/>.
- Winther, C. D. (2023a). De grønne kannibaler og den californiske andekurve. Tilgængelig online: <https://www.eifo.dk>.
- Winther, C. D. (2023b). *Visual guide to the Power Grid: Inside the greatest machine in the world*. Visual Power Grid Company. Tilgængelig online: <https://visualpowergrid.com>.

A | Økonometrisk metode

Dette appendiks understøtter Kapitel 5 og indeholder teori indenfor økonometrisk metode.

A.1 Stationaritet¹

En stokastisk proces siges at være stationær, hvis den opfylder følgende betingelser

$$\mathbb{E}[\mathbf{y}_t] = \boldsymbol{\mu}, \quad (\text{A.1})$$

$$\mathbb{E}[(\mathbf{y}_t - \boldsymbol{\mu})(\mathbf{y}_{t-h} - \boldsymbol{\mu})] = \gamma_h. \quad (\text{A.2})$$

Den første betingelse angiver, at middelværdien for processen, $\mathbf{y}_t$, skal være konstant, hvorefter betingelse to sikrer, at autokovariansen er tidsinvariant. Det vil sige, at autokovariansen i en stokastisk proces ikke afhænger af tidspunktet, t , men derimod lag h .

A.1.1 ADF-testet²

Det er muligt at teste for stationaritet ved hjælp af en *unit root test*. Med udgangspunkt i stationaritetsbetingelsen for en VAR(p)-model, præsenteret i Afsnit 5.1, gælder det, at en autoregressiv proces er stationær, hvis der ikke eksisterer nogen enhedsrod. Sådant en test kan for eksempel være *Augmented Dickey-Fuller* testet, også kaldet ADF-testet. ADF's teststatistik er baseret på t-statistikken for koefficienten ϕ fra en almindelig OLS-estimation:

$$\Delta y_t = \phi y_{t-1} + \sum_{j=1}^{p-1} \alpha_j^* \Delta y_{t-1} + u_t, \quad (\text{A.3})$$

hvor $\phi = -\alpha(1)$ og $\alpha_j^* = -(\alpha_{j+1} + \dots + \alpha_p)$. Her opsættes nulhypotesen; $H_0 : \phi = 0$ mod $H_1 : \phi < 0$.

¹Dette afsnit er inspireret af Lütkepohl and Krätzig [2004][kap. 2.2 og 2.7]

²Dette afsnit er inspireret af Enders [2015][kap. 4.7]

Hvis nulhypotesen ikke kan forkastes, kan det være nødvendigt at tage differensen af tids-serien. På denne måde kan testet undersøge antallet af enhedsrødder ved først at teste den maksimale nødvendige differensorden for stationaritet.

A.1.2 VMA-repræsentation³

Enhver stationær VAR(p)-model har en VMA-repræsentation. Dette kaldes også for *Wolds dekompositionssætning* og sikrer, at enhver stationær proces kan udtrykkes ved hjælp af en deterministisk og en stokastisk komponent. Det vil blandt andet sige, at en VAR(p)-model kan omskrives til

$$\mathbf{y}_t = \boldsymbol{\mu} + \sum_{i=0}^{\infty} A_i \boldsymbol{\varepsilon}_{t-i}. \quad (\text{A.4})$$

Ligning A.4 kaldes for VMA(∞)-repræsentationen for en VAR(p)-model. Det er muligt at omskrive Ligning A.4, så den gælder for en SVAR(p)-model og dermed kan bruges til at lokalisere reaktionerne fra de givne variable ud fra et enhedsskok i en af de tilhørende variable. På baggrund af, at matricen A_i er positiv definit, er det muligt at gange med PP^{-1} , på grund af Cholesky-dekomposition. Dette efterlader Ligning A.4 med udtrykket

$$\begin{aligned} \mathbf{y}_t &= \boldsymbol{\mu} + \sum_{i=0}^{\infty} A_i \boldsymbol{\varepsilon}_{t-i} = \boldsymbol{\mu} + \sum_{i=0}^{\infty} A_i PP^{-1} \boldsymbol{\varepsilon}_{t-i} = \boldsymbol{\mu} + \sum_{i=0}^{\infty} A_i PP^{-1} B_0^{-1} \mathbf{u}_{t-i} \\ &= \boldsymbol{\mu} + \sum_{i=0}^{\infty} A_i P \mathbf{u}_{t-i} = \boldsymbol{\mu} + \sum_{i=0}^{\infty} \Theta_i \mathbf{u}_{t-i}, \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

hvor $\Theta = A_i P$. Ligning A.5 kaldes også for SVAR(∞)-modellen og er SVAR(p)-modellens tilhørende VMA-repræsentation.

A.2 ARCH effekter⁴

Hvis der eksisterer autokorrelation i en given tidsserie, y_t , siges den at have ARCH-effekter. Dette er en betingelse, som volatilitetsmodellerne prøver at forklare, ved at estimere den

³Dette afsnit er inspireret af Lütkepohl and Krätzig [2004][kap. 2]

⁴Dette afsnit er inspireret af Lütkepohl and Krätzig [2004] [kap. 2.6.2]

betingede variansfunktion, h_t . ARCH-effekter kan testes ved hjælp af ARCH-LM-testet. Testet undersøger betinget heteroskedasticitet, hvor fejlleddene for en ARCH(p)-model opstilles:

$$\hat{\varepsilon}_t^2 = a_0 + a_1 \hat{\varepsilon}_{t-1}^2 + \cdots + a_p \hat{\varepsilon}_{t-p}^2 + \eta_t.$$

LM-testet undersøger, hvorvidt den angivne nulhypotese kan forkastes:

$$H_0 : a_1 = \cdots = a_p = 0. \quad (\text{A.6})$$

Hvis nulhypotesen forkastes, kan det ikke afvises, at der eksisterer autokorrelation i fejlleddene eller der eksisterer ARCH-effekter i modellen.

A.3 Mindste kvadraters estimation (OLS)⁵

Mindste kvadraters metode (OLS) kan bruges til at estimere en VAR(p)-model. Modellen estimeres ved at den afhængige variabel regresseres på tidligere værdier af alle variable i modellen, op til lag p . Lad $\mathbf{y}_t = (y_{1t}, \dots, y_{nt})'$ være en n -dimensionel stationær og stabil VAR(p)-model på formen:

$$\mathbf{y}_t = \mathbf{v} + A_1 \mathbf{y}_{t-1} + \cdots + A_p \mathbf{y}_{t-p} + \boldsymbol{\varepsilon}_t, \quad (\text{A.7})$$

hvor $\mathbf{v} = (v_{1,t}, \dots, v_{n,t})'$ er en $(n \times 1)$ -dimensionel vektor, A_i er en $(n \times n)$ -dimensionel koefficientmatrix. Derudover antages det, at $\boldsymbol{\varepsilon}_t = (\varepsilon_{1,t}, \dots, \varepsilon_{n,t})'$ er hvid støj med kovariansmatrix Σ_ε .

For simplificeringens skyld defineres følgende: $Y = (\mathbf{y}_1, \dots, \mathbf{y}_T)$, $B = (\mathbf{v}, A_1, \dots, A_p)$, $Z_t = (1, \mathbf{y}_t, \dots, \mathbf{y}_{t-p+1})'$, $Z = (Z_0, \dots, Z_{T-1})$ og $W = (\boldsymbol{\varepsilon}_1, \dots, \boldsymbol{\varepsilon}_T)$. Derudover defineres en operator, vec , som er en kolonnestablingsoperator⁶. Lad $\mathbf{y}$ være

$$\mathbf{y} = \text{vec}(Y) = \begin{bmatrix} \mathbf{y}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{y}_T \end{bmatrix}, \quad \boldsymbol{\beta} := \text{vec}(B), \quad \text{og} \quad \mathbf{w} := \text{vec}(W)$$

⁵Dette afsnit er inspireret af Lütkepohl [2005][kap. 3]

⁶En kolonnestablingsoperator er en operator, som stabler kolonnerne i en given matrix.

Hermed kan (A.7) omskrives til

$$Y = BZ + W,$$

eller

$$\mathbf{y} = (Z' \otimes I_K) \boldsymbol{\beta} + \mathbf{w}.$$

Bemærk, at kovariansmatricen for $\mathbf{w}$ kan omskrives til

$$\Sigma_{\epsilon} = I_T \otimes \Sigma_{\epsilon}.$$

Hermed vil OLS estimation af $\boldsymbol{\beta}$ være givet ved at finde estimatoren, som minimerer

$$S(\boldsymbol{\beta}) = \mathbf{w}'\mathbf{w} = \left(\mathbf{y} - (Z' \otimes I_K) \boldsymbol{\beta}\right)' \left(\mathbf{y} - (Z' \otimes I_K) \boldsymbol{\beta}\right),$$

som yderligere kan omskrives til

$$S(\boldsymbol{\beta}) = \mathbf{y}' (I_T \otimes \Sigma_{\epsilon}^{-1}) \mathbf{y} + \boldsymbol{\beta}' (ZZ' \otimes \Sigma_{\epsilon}^{-1}) \boldsymbol{\beta} - 2\boldsymbol{\beta}' (Z \otimes \Sigma_{\epsilon}^{-1}) \mathbf{y}.$$

Dette medfører, at hvis der differentieres med hensyn til $\boldsymbol{\beta}$, da

$$\frac{\partial S(\boldsymbol{\beta})}{\partial \boldsymbol{\beta}} = 2(ZZ' \otimes \Sigma_u^{-1}) \boldsymbol{\beta} - 2(Z \otimes \Sigma_u^{-1}) \mathbf{y}. \quad (\text{A.8})$$

Ligning A.8 prøver at minimere residualernes fejld, hvorfor dette kan sættes lig nul for at finde den værdi af $\boldsymbol{\beta}$, som minimerer funktionen.

$$\hat{\boldsymbol{\beta}} = \left((ZZ')^{-1} Z \otimes I_K\right) \mathbf{y}.$$

Idet $\mathbf{v}$ og A_i er elementer af $\boldsymbol{\beta}$, da bliver alle ukendte parametre estimeret igennem $\hat{\boldsymbol{\beta}}$. Parametrene $\mathbf{v}$ og A_i estimeres på denne måde, ved at minimere standardfejlene fra de observerede datapunkter og estimerede variable.

A.4 Maksimum likelihood estimation (MLE)⁷

Maksimum likelihood estimation (MLE) benyttes til at estimere modelparametrene, ved at maksimere likelihood-funktionen, for det observerede datasæt. MLE estimation bruges blandt andet til at estimere volatilitetsmodellerne, beskrevet i Afsnit 5.3, og Markov-regimeskiftmodellen i Afsnit 5.4.1. Proceduren i maksimum likelihood estimering er at

⁷Dette afsnit er inspireret af Enders [2015] [kap. 3.8]

vælge fordelingsparametrene, hvor sandsynligheden for at observere stikprøven maksimeres. Log-likelihoodfunktionen opnås ved:

$$\ln L = -\frac{T}{2} \ln(2\pi) - \frac{T}{2} \ln \sigma^2 - \frac{1}{2\sigma^2} \sum_{t=1}^T (\varepsilon_t)^2, \quad (\text{A.9})$$

hvor ε_t genereres af modellen

$$\varepsilon_t = y_t - \beta x_t. \quad (\text{A.10})$$

I en regressionsmodel antages middelværdien af ε_t at være nul, variansen konstant σ^2 , og realiseringerne af $\{\varepsilon_t\}$ at være uafhængige. Ligning A.10 indsættes i log-likelihood-funktionen, Ligning A.9:

$$\ln L = -\frac{T}{2} \ln(2\pi) - \frac{T}{2} \ln \sigma^2 - \frac{1}{2\sigma^2} \sum_{t=1}^T (y_t - \beta x_t)^2$$

Maksimering af log-likelihood-funktionen med hensyn til σ^2 og β giver de første afledede

$$\frac{\partial \ln L}{\partial \sigma^2} = -\frac{T}{2\sigma^2} + \frac{1}{2\sigma^4} \sum_{t=1}^T (y_t - \beta x_t)^2 \quad (\text{A.11})$$

$$\frac{\partial \ln L}{\partial \beta} = \frac{1}{\sigma^2} \sum_{t=1}^T (y_t x_t - \beta x_t^2) \quad (\text{A.12})$$

Ved at sætte de afledede lig nul og løse for σ^2 og β fås OLS-estimerne $\hat{\beta}$ og $\hat{\sigma}^2$:

$$\hat{\sigma}^2 = \frac{\sum \varepsilon_t^2}{T}, \quad \hat{\beta} = \frac{\sum x_t y_t}{\sum x_t^2}. \quad (\text{A.13})$$

Ved estimering af en ARCH- eller GARCH-model, er førsteordens ligningerne, Ligning A.13, ikke-lineære og derfor kræver løsningen en form for søgealgoritme. Dette skyldes, at der ikke er en analytisk løsning til optimeringsproblemet, hvorfor en algoritme kan være nødvendig for at maksimere log-likelihood-funktionen.

B | Databehandling

Dette appendiks understøtter Kapitel 6 og indeholder teori indenfor modeldiagnostik og understøttende resultater. Appendikset starter med at tage udgangspunkt i filtreringsprocessen, STL-dekomposition, hvorefter den anvendes på de daglige elpriser og elforbrug. Yderligere illustrerer appendikset, hvordan variablene, for både de daglige og månedlige observationer er blevet gjort stationære.

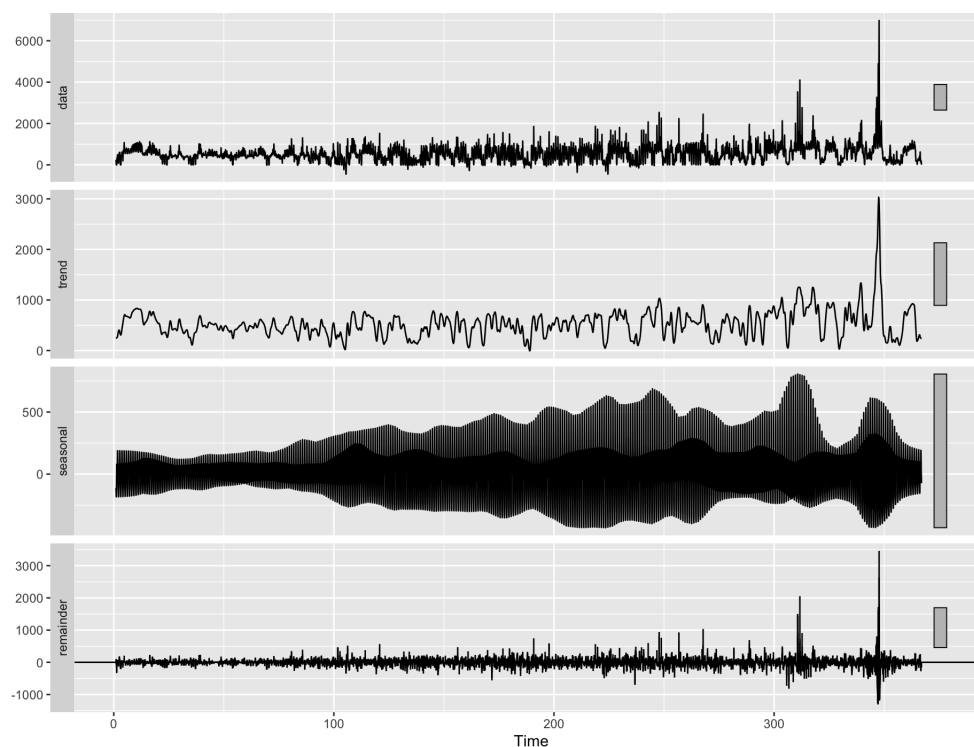
B.1 STL-dekomposition¹

STL-dekomposition, også kaldet *Seasonal and Trend Decomposition using Loess* er en metode til at opdele en tidsserie i tre komponenter: en trendkomponent, en sæsonkomponent og en residualkomponent (ofte kaldet fejlkomponenten). Formålet med denne dekomposition er at adskille systematiske mønstre i dataene fra tilfældige udsving, hvilket kan være med til at gøre tidsserien stationær og dermed lettere at analysere. Selve STL-dekompositionen kan opstilles som:

$$y_v = t_v + s_v + r_v, \quad (\text{B.1})$$

hvor y er tidsserien, t er trendkomponenten, s er sæsonkomponenten, og r er residualkomponenten. Med udgangspunkt i elprisen kan fremgangsmåden for STL-dekomposition aflæses i Figur B.1.

¹Dette afsnit er inspireret af [Cleveland et al., 1990]



Figur B.1: Elprisen for perioden 01-01-2024 til 31-12-2024 opdelt i en trend, sæson og residualkomponent.

Figur B.1 viser øverst den oprindelige tidsserie for elprisen i 2024. De følgende grafer viser den estimerede trend, de sæsonmæssige variationer, samt den tilbageværende residual, som ikke kan forklares af de to øvrige komponenter.

STL benytter Loess (lokalt vægtet regression) som udglatningsmetode til at estimere trend og sæson. Denne teknik estimerer værdier omkring hvert punkt i tidsserien ved at tildele nabopunkter vægte. Jo tættere et punkt er på den aktuelle observation, desto større vægt får det. Denne vægtning gør det muligt at tilpasse udglatningen lokalt og fleksibelt til datasættets struktur. Udglatningen foretages iterativt over hele tidsserien, hvor trend- og sæsonkomponenten gradvist estimeres og forbedres.

En væsentlig fordel ved STL-dekompositionen er dens robusthed over for outliers samt dens evne til at håndtere varierende sæsonmønstre. Dette adskiller STL fra mange traditionelle

metoder, som forudsætter en konstant sæsonkomponent. Det gør STL-dekomposition særligt anvendelig til tidsserier med flere sæsonniveauer, eksempelvis elpriser, der kan være påvirket af både daglige og årlige sæsonudsving. Til sidst beregnes residualkomponenten som:

$$r_v = y_v - t_v - s_v. \quad (\text{B.2})$$

Det er denne residual, som anvendes i videre analyse af elprisen og elforbruget, idet den repræsenterer de variationer, der ikke kan forklares af trend eller sæson.

B.2 Datasæt

Dette afsnit indeholder deskriptiv statistik af det valgte datasæt, i perioden 2009 til 2024. Afsnittet danner grundlag for valg af periode i den kortsigtede analyse. Den kortsigtede analyse har til formål at analysere de daglige udsving i elprisen, med udgangspunkt i vindproduktionens indflydelse. Derfor er det interessant at undersøge, hvilke år de har den laveste og højeste kapacitet af vindproduktion. Opsummering af hvert år og de otte variable kan aflæses i Tabel B.1.

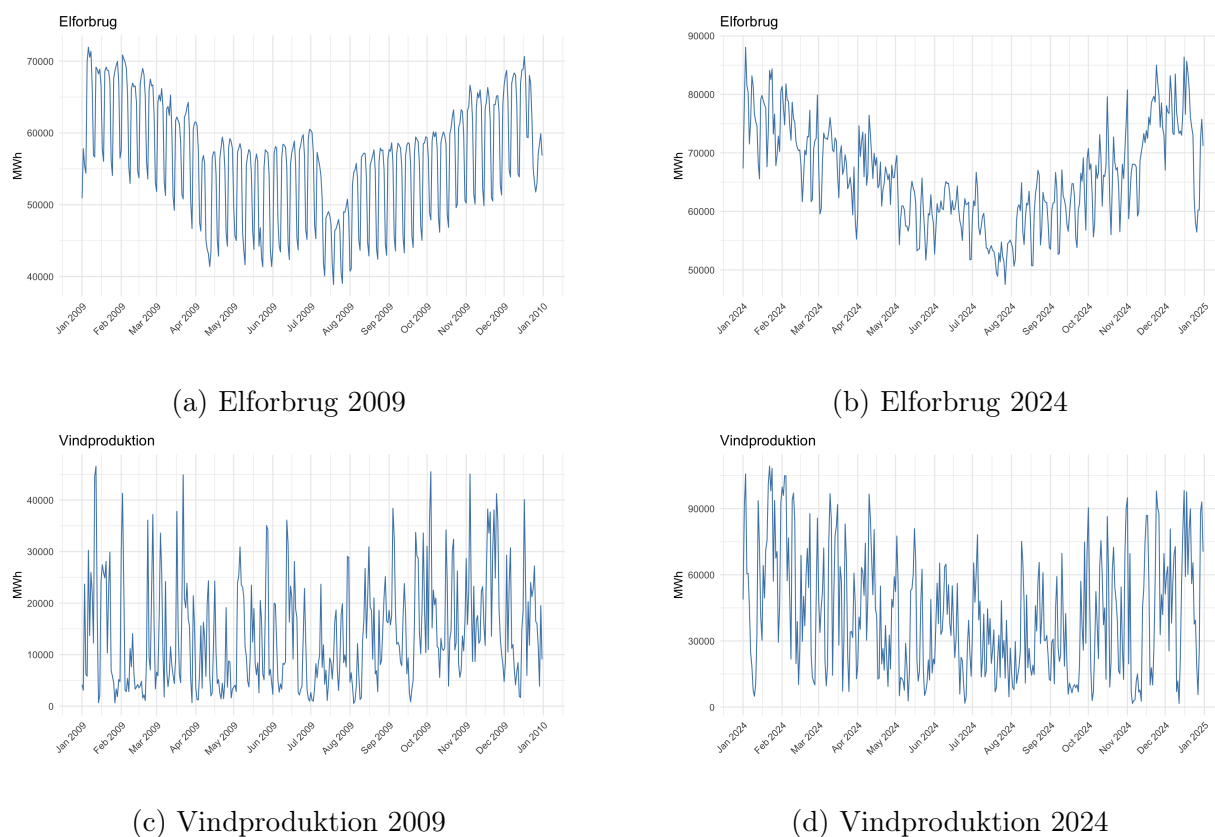
Årstal	kr/MWh		kr/mt	Produktion (TWh)			Indeks	pr. ind.
	El	Gas	Kul	Forbrug	Vind	Sol	CPI	BNP
2007	241	159	338	21,6614	5,5723	-	87,1	79,8
2008	421	235	609	21,6500	5,2059	-	90,1	82,4
2009	269	161	347	20,6181	5,1438	-	91,2	78,3
2010	346	159	516	21,1933	5,8854	-	93,3	81,7
2011	358	192	623	20,7799	7,1416	-	95,9	82,9
2012	271	227	538	20,4937	7,6113	-	98,2	84,7
2013	291	226	451	20,1388	8,7099	0,0017	98,9	86,2
2014	229	186	405	20,1652	10,3514	0,4099	99,5	87,7
2015	171	149	381	20,3340	11,1419	0,4160	100	89,3
2016	198	102	431	20,5424	10,2474	0,4910	100,3	91,7
2017	224	122	561	20,6767	11,5952	0,5277	101,4	94,9
2018	328	166	617	21,0510	10,9798	0,6179	102,2	96,8
2019	288	99	479	20,9755	12,8803	0,6246	103	99,0
2020	186	73	429	21,8818	13,0744	0,7874	103,4	99,8
2021	654	345	757	22,9888	11,7502	0,9452	105,4	109,6
2022	1623	918	1702	22,2461	13,9334	1,6575	113,5	120,4
2023	649	317	821	22,8327	14,0363	2,6837	117,2	117,9
2024	527	270	729	24,1430	15,2750	2,6961	118,8	123,5

Tabel B.1: Tabel over den gennemsnitlige elpris, gaspris, kulpris, forbrugerindeks (CPI) og BNP, samt det samlede forbrug, vindkapacitet og solkapacitet i perioden 2007 til 2024.

B.2.1 Daglige elpriser variable

Dette afsnit gennemgår modeldiagnostik for elforbrug og vindproduktion, angivet dagligt i årene 2009 og 2024. Elforbruget og vindproduktionen i 2009 og 2024 er illustreret i

Figur B.2.

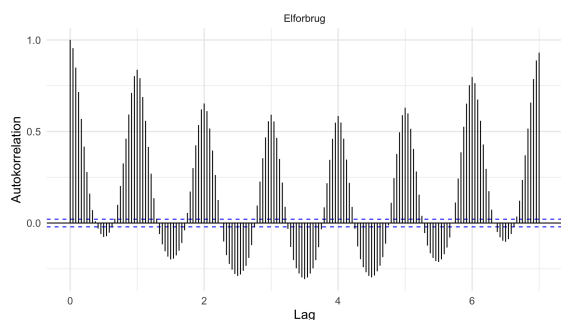


Figur B.2: Daglig aggregeret elforbrug og vindproduktion i 2009 og 2024.

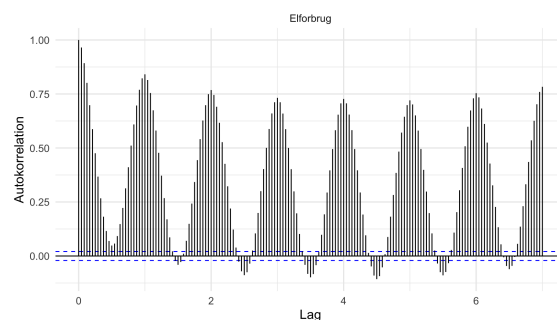
I Figur B.2 observeres det, at elforbruget er præget af en årlig sæson i både 2009 og 2024. Elforbruget er højere i vinterperioden, hvorimod det aftager hen mod sommerperioden. Med udgangspunkt i elforbruget for de to år er der en klar forskel i de daglige udsving. 2009 er præget af systematiske udsving, hvorimod 2024 har mere usystematiske udsving. Samtidig kan det aflæses, at elforbruget er steget i 2024, sammenlignet med 2009. Jf. Figur B.2 observeres det, at vindproduktionen er præget af usystematiske udsving, hvorfor det generelt ikke er præget af sæson. Derudover er vindproduktionen steget i 2024, sammenlignet med 2009, hvilket Tabel B.1 også understøtter. Her blev det illustreret, at den årlige produktion næsten er tre gange så høj i 2024, sammenlignet med 2009.

For yderligere at undersøge, hvorvidt der eksisterer en sæson- eller trendkomponent i da-

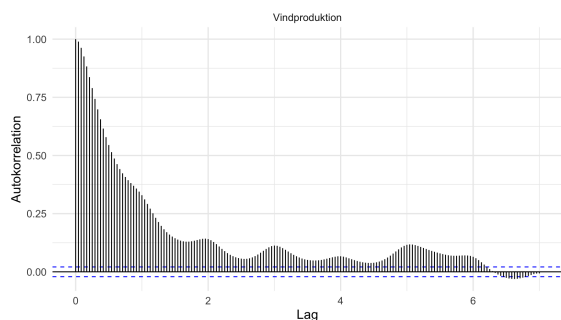
tasættet, opsættes ACF for variablene. ACF af elforbrug og vindproduktion i 2009 og 2024 kan aflæses i Figur B.3.



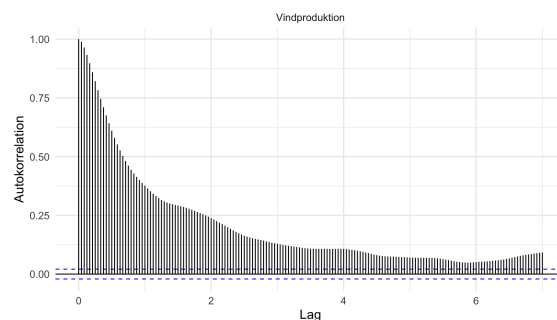
(a) Elforbrug 2009



(b) Elforbrug 2024



(c) Vindproduktion 2009



(d) Vindproduktion 2024

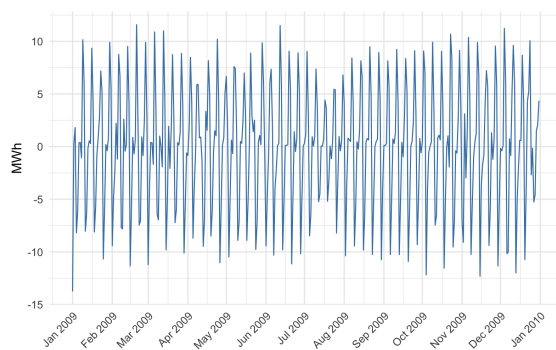
Figur B.3: ACF for de to variable, elforbruget og vindproduktionen i 2009 og 2024, hvor lag er angivet i døgn.

Det kan aflæses i Figur B.3, at de systematiske udsving for elforbruget kommer mere til udtryk. Der er generelt tendens til cykliske udsving, skiftevis positiv og negativ autokorrelation. Dette skyldes blandt andet, at elforbruget generelt er højere i løbet af dagen og lavere i løbet af natten, hvorfor elforbruget i dag er positivt korreleret med elforbruget i går, til samme time. Med udgangspunkt i de to år, er der sket en markant stigning i den positive autokorrelation for 2024, sammenlignet med 2009. Dette kan være en indikation på, at forbruget generelt er steget, hvorfor der ikke forekommer lige så stor negativ korrelation mellem elforbruget om dagen og natten, sammenlignet med 2009.

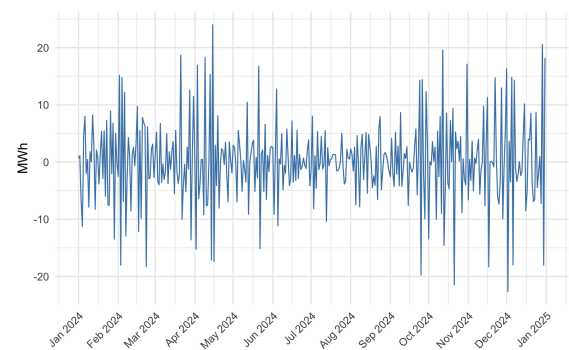
Med udgangspunkt i Figur B.3 er vindproduktionen derimod karakteriseret ved en faldende autokorrelationsfunktion. Dette indikerer, at der ikke er nogle sæsonvariationer i datasættet, men der derimod er tale om en lineær trend. I dette tilfælde kan differensen af vindproduktionen være nok til at gøre tidsrækken stationær for de to år.

B.2.2 Stationaritet

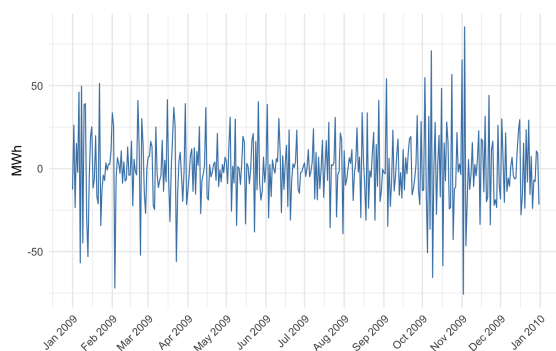
I dette afsnit illustreres elforbruget og vindproduktionen i 2009 og 2024, efter STL-dekomposition ved elforbruget og $I(1)$ af vindproduktionen. Variablene kan aflæses i Figur B.4.



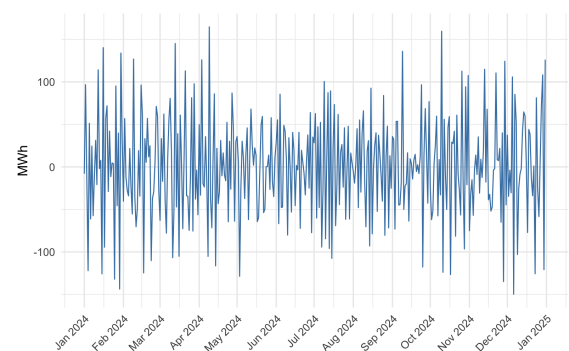
(a) Elforbrug 2009



(b) Elforbrug 2024



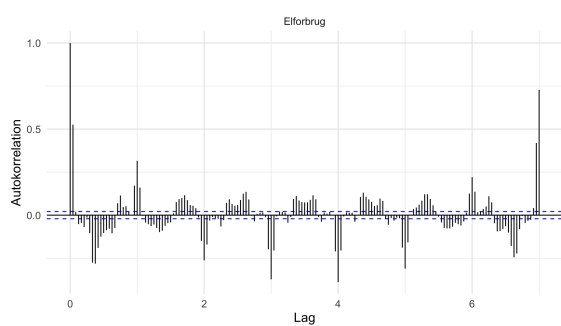
(c) Vindproduktion 2009



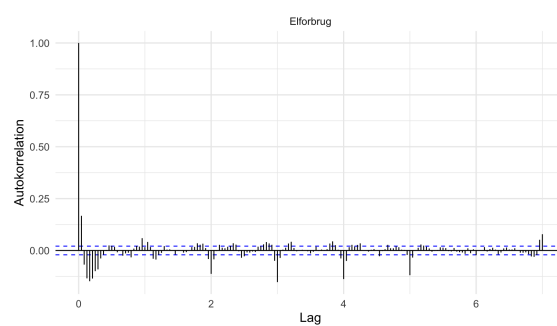
(d) Vindproduktion 2024

Figur B.4: Sæsonkorrigeret daglig aggregeret elforbrug og $I(1)$ af vindproduktionen i 2009 og 2024.

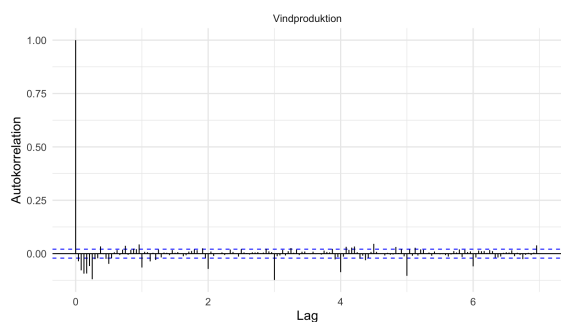
Jf. Figur B.4 kan det aflæses, at det har været muligt at fjerne sæson- og trendkomponenten for elforbruget. Der forekommer stadigvæk systematiske udsving i 2009, hvorimod 2024 er præget af mere usystematiske udsving og generel støj. Begge tidsrækker centrerer sig omkring 0. Vindproduktionen i Figur B.4 har modsat elforbruget en del flere usystematiske udsving og er generelt præget af større volatilitet. Dette kommer blandt andet fra, at vindproduktionen ikke er præget af nogle daglige sæsonmønstre, hvorfor residualkomponenten indeholder mere støj, sammenlignet med elforbruget. Deres tilhørende ACF for 2009 og 2024 er illustreret i Figur B.5.



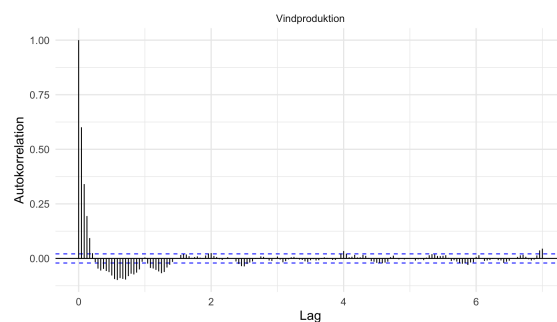
(a) Elforbrug 2009



(b) Elforbrug 2024



(c) Vindproduktion 2009



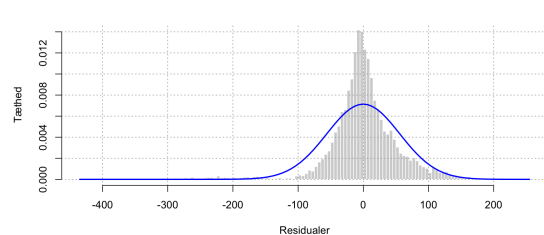
(d) Vindproduktion 2024

Figur B.5: ACF af residualkomponenten for elforbruget og vindproduktionen i 2009 og 2024, hvor lag er angivet i døgn.

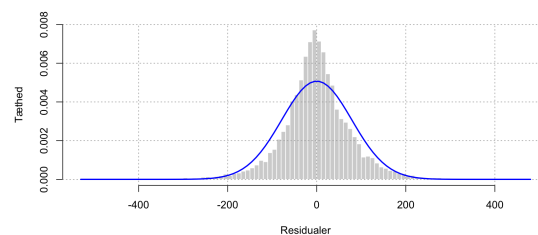
Det fremgår af Figur B.5, at det har været muligt at fjerne det meste af autokorrelationen for elforbruget og vindproduktionen, med undtagelse af elforbruget i 2009. Der forekommer

stadigvæk systematiske udsving, hvilket tyder på, at det ikke har været muligt at fjerne alt sæson i denne periode. I Figur B.5 kan det aflæses, at det har været nemmere at fjerne autokorrelationen for vindproduktionen, sammenlignet med elforbruget. Dette skyldes blandt andet, at elforbruget generelt er præget af flere sæsonudsving, hvorimod vindproduktionen kun var karakteriseret ved en lineær trend. Overordnet har det ikke været muligt at fjerne alt autokorrelation for elforbruget og vindproduktionen i 2009 og 2024. Dette kan skyldes, at der arbejdes med en årlig periode, som er præget af mange forskellige sæsonvariationer.

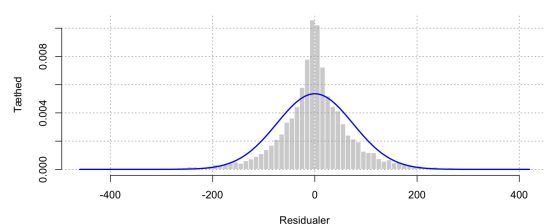
Udover, at det er fordelagtigt, at der ikke eksisterer autokorrelation mellem lagsene, er det også nødvendigt at undersøge, hvorvidt residualerne følger en normalfordeling. Residualerne for elforbruget og vindproduktionen, plottet mod en normalfordeling, kan aflæses i Figur B.6.



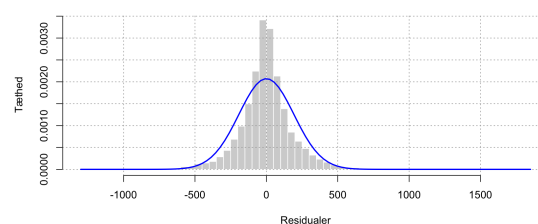
(a) Elforbrug 2009



(b) Elforbrug 2024



(c) Vindproduktion 2009



(d) Vindproduktion 2024

Figur B.6: Histogram af residualerne for elforbruget og vindproduktionen i 2009 og 2024, plottet mod en normalfordeling (blå graf).

Det kan aflæses på Figur B.6, at der generelt er tendens til en leptokurtisk fordeling,

sammenlignet med en normalfordeling (blå graf). Det vil sige, at der er tendens til flere outliers, end i en normalfordeling.

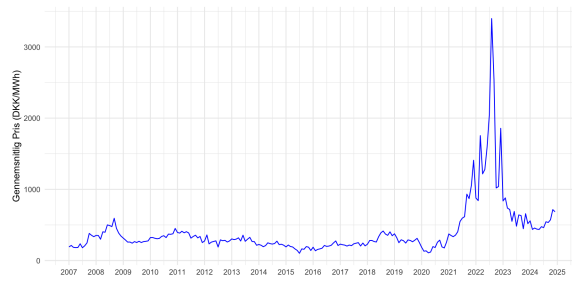
B.2.3 Historisk illustration af variable

Dette afsnit indeholder plots af de otte variable, som benyttes i regressionsanalysen fra 2007 til 2024. Illustration af de otte variable kan aflæses i Figur B.7. Det fremgår af Figur B.7a, at elprisen har et relativt stabilt prisniveau frem til 2021. Herefter observeres markante udsving, hvor især prisen topper i august 2022, hvorefter den begynder at falde igen. Den primære årsag til elprisens opførsel kommer af energikrisen. Samme udsving kan aflæses for gasprisen og kulprisen i Figur B.7e og Figur B.7f.

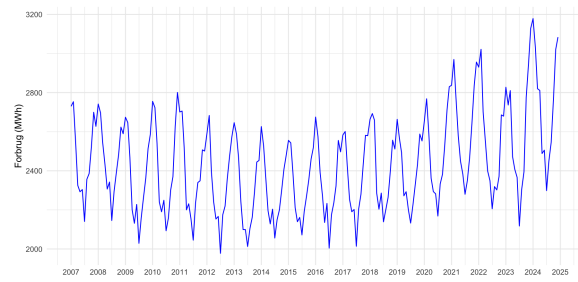
I Figur B.7b illustreres elforbruget, som har regelmæssige udsving. Disse udsving antyder sæsonvariation, hvor forbruget generelt er højere om vinteren og lavest om sommeren. Samtidig kan der aflæses en stigende trend hen over de sidste 10 år. Udover forbruget har henholdsvis vindproduktionen og solproduktionen også en stigende trend, jf. Figur B.7c og Figur B.7d. Især for solproduktionen kan det aflæses, at der er sket en markant stigning de sidste 5 år.

Afslutningsvist kan det aflæses, at BNP og CPI, jf. Figur B.7h og Figur B.7g, også har en stigende trend. Det kan aflæses, at CPI har en markant stigning omkring 2022, som følge af energikrisen. Modsat gælder det for BNP, at der er en nedadgående trend i perioden efter energikrisen. Yderligere kan det observeres, at der generelt er et fald i BNP omkring økonomiske kriser, hvor covid-19 i 2020 og finanskrisen i 2008 ikke er undtagelser.

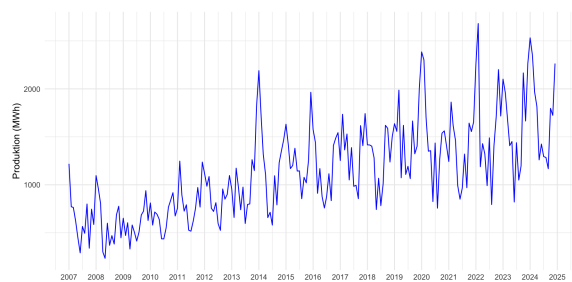
Det blev undersøgt i Afsnit 6.2.2, at de fleste variable var trendstationære, med undtagelse af forbruget, solproduktionen og vindproduktionen, som var niveaustationære. På baggrund af at arbejde videre med samme format for alle variable, tages der udgangspunkt i de differentierede variable, som kan aflæses i Figur B.8.



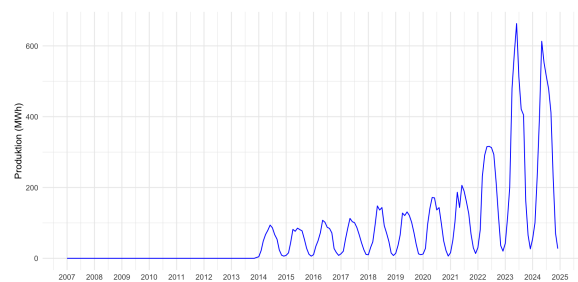
(a) Månedlig elpris (DKK/MWh).



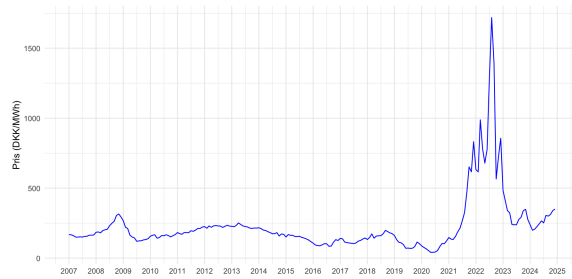
(b) Månedligt elforbrug (MWh).



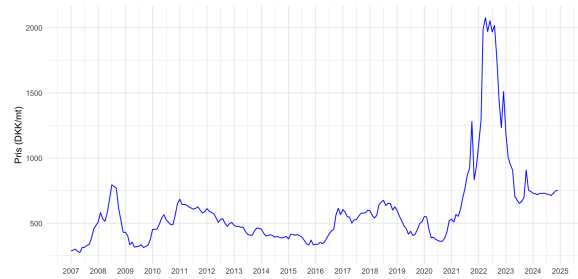
(c) Månedlig vindproduktion (MWh).



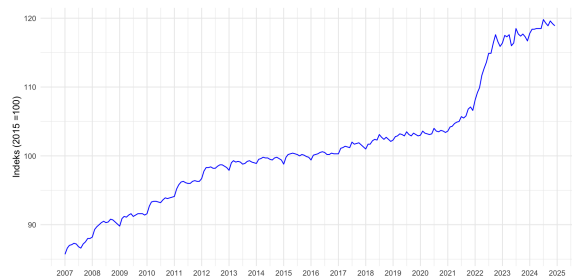
(d) Månedlig solproduktion (MWh).



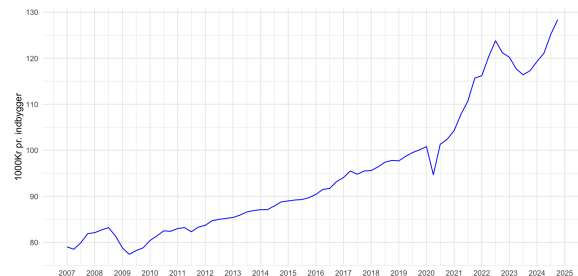
(e) Månedlig gaspris (DKK/MWh).



(f) Månedlig kulpris (DKK/mt)

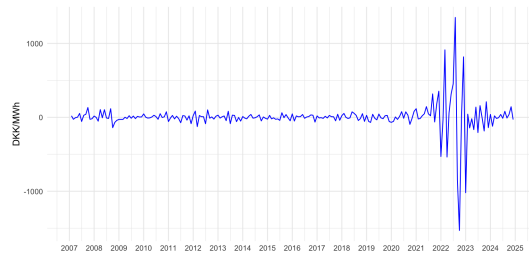


(g) Månedlig forbrugerindeks (2015=100).

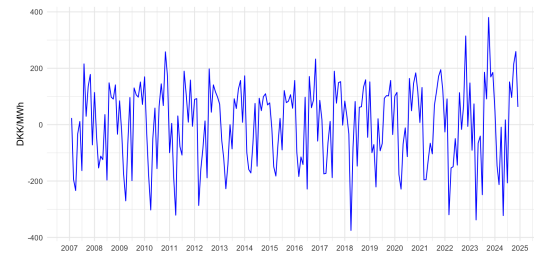


(h) Månedlig BNP (1000kr pr. ind)

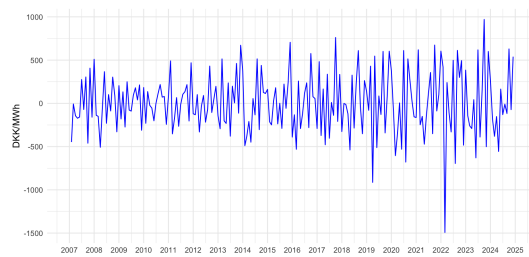
Figur B.7: Historisk udvikling af de otte variable i den langsigtede analyse.



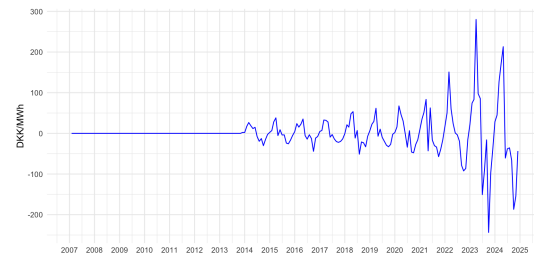
(a) Månedlig elpris (DKK/MWh).



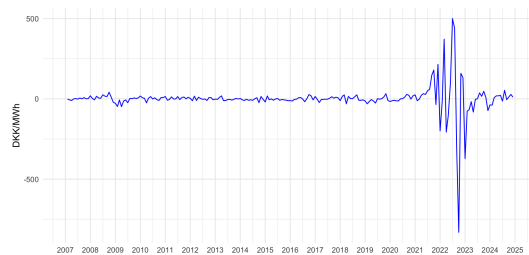
(b) Månedligt elforbrug (MWh).



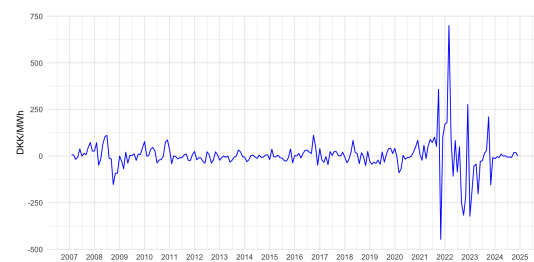
(c) Månedlig vindproduktion (MWh).



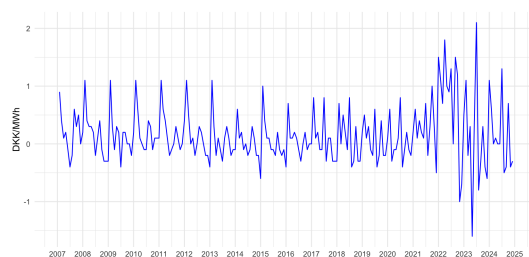
(d) Månedlig solproduktion (MWh).



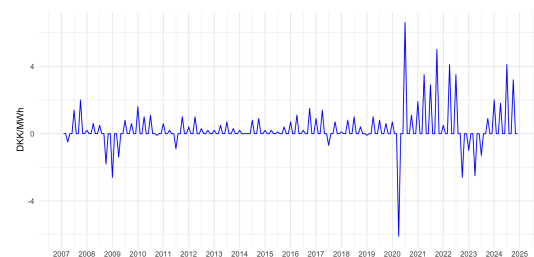
(e) Månedlig gaspris (DKK/MWh).



(f) Månedlig kulpris (DKK/mt)



(g) Månedlig forbrugerindeks (2015=100).



(h) Månedlig BNP (1000kr pr. ind)

Figur B.8: I(1) af de otte variable.

C | Kortsigtet analyse

Dette appendiks understøtter Kapitel 7 og indeholder tilhørende resultater til den daglige analyse af elprisen.

C.1 VAR-model for vindproduktion og elforbrug

Efter estimering af VAR(3)-modellen i 2009 og 2024, kan koefficienterne for vindproduktionen aflæses i Tabel C.1

Variabel	2009		2024	
	Koeff.	Std. fejl	Koeff.	Std. fejl
Konstant	-0,0070	0,4980	0,1127	1,6414
L1(Vindproduktion)	0,9552**	0,0107	0,6183***	0,0107
L2(Vindproduktion)	-0,2730***	0,0145	-0,0333***	0,0126
L3(Vindproduktion)	0,0318***	0,0107	0,0021	0,0107
L1(Elforbrug)	0,0095	0,0114	0,0231**	0,0214
L2(Elforbrug)	-0,0077	0,0133	-0,0305**	0,0217
L3(Elforbrug)	0,0125	0,0113	0,0240	0,0214
L1(Elpris)	-0,0458***	0,0165	-0,0371***	0,0169
L2(Elpris)	-0,0288*	0,0165	-0,0059	0,0172
L3(Elpris)	-0,0191	0,0165	-0,0037	0,0170

Tabel C.1: Sammenligning af VAR(3)-koefficienter for vindproduktion i år 2009 og 2024.

*Tabellen viser koefficienterne og standardfejl, hvor ***, **, * viser statistisk signifikans ved henholdsvis 1%, 5% og 10 %.*

Tabel C.1 viser, at vindproduktionen i 2009 primært påvirkes af sine egne tidligere obser-

vationer, hvilket indikerer høj grad af autokorrelation. Blandt de øvrige variable er det kun elprisen, der har en signifikant indflydelse på vindproduktionen i dette år. I 2024 aflæses der derimod signifikante effekter fra både tidligere elforbrug og elpriser, hvilket tyder på, at vindproduktionen i højere grad er integreret i det samlede energisystem. Denne forskel kan være et resultat af den øgede vindkapacitet i 2024, sammenlignet med 2009, hvor vindkraften spillede en mere begrænset rolle.

Koefficienterne for elforbruget kan aflæses i Tabel C.2.

Variabel	2009		2024	
	Koeff.	Std. fejl	Koeff.	Std. fejl
Konstant	-0,0168	0,4656	-0,0096	0,9906
L1(Vindproduktion)	-0,0030	0,0100	0,0014*	0,0053
L2(Vindproduktion)	0,0064	0,0136	0,0055	0,0063
L3(Vindproduktion)	-0,0004	0,0100	0,0109**	0,0053
L1(Elforbrug)	0,7686***	0,0106	0,1736***	<0,001
L2(Elforbrug)	-0,4886***	0,0124	-0,0802***	0,0108
L3(Elforbrug)	0,1891***	0,0105	-0,1143***	0,0107
L1(Elpris)	0,0995***	0,0154	0,0167*	0,0084
L2(Elpris)	0,0063	0,0154	-0,0047	0,0086
L3(Elpris)	0,0273*	0,0154	-0,0175*	0,0084

Tabel C.2: Sammenligning af VAR(3)-koefficienter for elforbrug i år 2009 og 2024.

*Tabellen viser koefficienterne og standardfejl, hvor ***, **, * viser statistisk signifikans ved henholdsvis 1%, 5% og 10 %.*

Tabel C.2 viser, at elforbruget i 2009 primært påvirkes af sine egne tidligere værdier, ligesom vindproduktionen. Dette kan være en konsekvens af, at det ikke har været muligt at fjerne al autokorrelation. I 2024 aflæses det derimod, at elforbruget bliver signifikant påvirket af

både vindproduktionen og elprisen. Elforbruget er stadigvæk påvirket af sine egne tidligere værdier mere sammenlignet med de andre variable.

C.2 SVAR-modellen

Dette appendiks indeholder udregningerne af SVAR(3)-modellerne, præsenteret i Afsnit 7.1.3.

Med udgangspunkt i VAR(p)-modellen:

$$\mathbf{y}_t = \mathbf{v} + A_1 \mathbf{y}_{t-1} + \cdots + A_p \mathbf{y}_{t-p} + \boldsymbol{\varepsilon}_t, \quad t \in \mathbb{N}, \quad (\text{C.1})$$

kan Ligning C.1 altid omskrives til en SVAR(p)-model, ved at gange med B_0 -matricen:

$$B_0 \mathbf{y}_t = \mathbf{w}_t + B_1 \mathbf{y}_{t-1} + \cdots + B_p \mathbf{y}_{t-p} + \mathbf{u}_t, \quad t \in \mathbb{N}, \quad (\text{C.2})$$

hvor $A_p = B_0^{-1} B_p$, $\mathbf{v}_t = B_0^{-1} \mathbf{w}_t$ og $\boldsymbol{\varepsilon}_t = B_0^{-1} \mathbf{u}_t$. SVAR-modellen opstilles for begge år, 2009 og 2024.

C.2.1 SVAR-modellen for 2009

Med udgangspunkt i resultaterne fra den estimerede VAR(3)-model, Afsnit 7.1.2, for 2009 og estimerede B_0 -matrix, Ligning 7.3, vil udregningerne til SVAR(3)-modellen være givet ved:

$$\begin{aligned}
B_0 \begin{bmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \\ y_{3,t} \end{bmatrix} &= B_0 \begin{bmatrix} -0,0070 \\ -0,0168 \\ -0,0045 \end{bmatrix} + B_0 \begin{bmatrix} 0,9552 & 0,0095 & -0,0458 \\ -0,0030 & 0,7686 & 0,0995 \\ -0,0140 & 0,0542 & -0,0611 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-1} \\ y_{2,t-1} \\ y_{3,t-1} \end{bmatrix} \\
&+ B_0 \begin{bmatrix} -0,2730 & -0,0077 & -0,0288 \\ 0,0064 & -0,4886 & 0,0063 \\ -0,0054 & -0,0350 & -0,0903 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-2} \\ y_{2,t-2} \\ y_{3,t-2} \end{bmatrix} \\
&+ B_0 \begin{bmatrix} 0,0318 & 0,0125 & -0,0191 \\ -0,0004 & 0,1891 & 0,0273 \\ 0,0011 & 0,0034 & -0,0993 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-3} \\ y_{2,t-3} \\ y_{3,t-3} \end{bmatrix}. \tag{C.3}
\end{aligned}$$

Der ganges herefter ind med B_0 -matricen

$$\begin{bmatrix} 1,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ -0,0377 & 1,0000 & 0,0000 \\ 0,0124 & -0,1120 & 1,0000 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \\ y_{3,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,0070 \\ -0,0165 \\ -0,0027 \end{bmatrix} \tag{C.4}$$

$$\begin{aligned}
&+ \begin{bmatrix} 0,9552 & 0,0095 & -0,0458 \\ -0,0390 & 0,7682 & 0,1012 \\ -0,0018 & -0,0318 & -0,0728 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-1} \\ y_{2,t-1} \\ y_{3,t-1} \end{bmatrix} \\
&+ \begin{bmatrix} -0,2730 & -0,0077 & -0,0288 \\ 0,0167 & -0,4883 & 0,0074 \\ -0,0095 & -0,0196 & -0,0914 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-2} \\ y_{2,t-2} \\ y_{3,t-2} \end{bmatrix} \\
&+ \begin{bmatrix} 0,0318 & 0,0125 & -0,0191 \\ -0,0016 & 0,1886 & 0,0280 \\ 0,0015 & -0,0176 & -0,1026 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-3} \\ y_{2,t-3} \\ y_{3,t-3} \end{bmatrix} \tag{C.5}
\end{aligned}$$

Med udgangspunkt i Ligning C.4 er de øjeblikkelige effekter indeholdt på venstre side

af lighedstegnet. For at isolere dem for hver enkelt variabel opnås følgende resultat for vindproduktionen ($y_{1,t}$), elforbruget ($y_{2,t}$) og elprisen ($y_{3,t}$):

- **Vindproduktion**

$$\begin{aligned} y_{1,t} = & -0,0070 + 0,9552y_{1,t-1} + 0,0095y_{2,t-1} - 0,0458y_{3,t-1} \\ & - 0,2730y_{1,t-2} - 0,0077y_{2,t-2} - 0,0288y_{3,t-2} \\ & + 0,0318y_{1,t-3} + 0,0125y_{2,t-3} - 0,0191y_{3,t-3} \end{aligned} \quad (\text{C.6})$$

- **Elforbrug**

$$\begin{aligned} y_{2,t} = & -0,0165 + 0,0377y_{1,t} \\ & - 0,0390y_{1,t-1} + 0,7682y_{2,t-1} + 0,1012y_{3,t-1} \\ & + 0,0167y_{1,t-2} - 0,4883y_{2,t-2} + 0,0074y_{3,t-2} \\ & - 0,0016y_{1,t-3} + 0,1886y_{2,t-3} + 0,0280y_{3,t-3} \end{aligned} \quad (\text{C.7})$$

- **Elpris**

$$\begin{aligned} y_{3,t} = & -0,0027 - 0,0124y_{1,t} + 0,1120y_{2,t} \\ & - 0,0018y_{1,t-1} - 0,0318y_{2,t-1} - 0,0728y_{3,t-1} \\ & - 0,0095y_{1,t-2} - 0,0196y_{2,t-2} - 0,0914y_{3,t-2} \\ & + 0,0015y_{1,t-3} - 0,0176y_{2,t-3} - 0,1026y_{3,t-3} \end{aligned} \quad (\text{C.8})$$

C.2.2 SVAR-modellen for 2024

Med udgangspunkt i resultaterne fra den estimerede VAR(3)-model, Afsnit 7.1.2, for 2024 og estimerede B_0 -matrix, Ligning 7.4, vil udregningerne til SVAR(3)-modellen være givet ved:

$$\begin{aligned}
B_0 \begin{bmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \\ y_{3,t} \end{bmatrix} &= B_0 \begin{bmatrix} 0,1127 \\ -0,0096 \\ -0,0061 \end{bmatrix} + B_0 \begin{bmatrix} 0,6183 & 0,0231 & -0,0371 \\ 0,0014 & 0,1736 & 0,0167 \\ -0,0116 & 0,0402 & 0,1974 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-1} \\ y_{2,t-1} \\ y_{3,t-1} \end{bmatrix} \\
&+ B_0 \begin{bmatrix} -0,0333 & -0,0305 & -0,0059 \\ 0,0055 & -0,0802 & -0,0047 \\ -0,0238 & 0,0257 & -0,1019 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-2} \\ y_{2,t-2} \\ y_{3,t-2} \end{bmatrix} \\
&+ B_0 \begin{bmatrix} 0,0021 & 0,0240 & -0,0037 \\ 0,0109 & -0,1143 & -0,0175 \\ 0,0102 & -0,0308 & -0,1292 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-3} \\ y_{2,t-3} \\ y_{3,t-3} \end{bmatrix}. \tag{C.9}
\end{aligned}$$

Hvis der herefter ganges ind med B_0 -matricen, bliver resultatet

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} 1,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ -0,0302 & 1,0000 & 0,0000 \\ 0,0366 & 0,1363 & 1,0000 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \\ y_{3,t} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 0,1127 \\ -0,0096 \\ -0,0061 \end{bmatrix} \tag{C.10} \\
&+ \begin{bmatrix} 0,6183 & 0,0231 & -0,0371 \\ -0,0219 & 0,1727 & 0,0181 \\ -0,0041 & -0,0210 & 0,1951 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-1} \\ y_{2,t-1} \\ y_{3,t-1} \end{bmatrix} \\
&+ \begin{bmatrix} -0,0333 & -0,0305 & -0,0059 \\ 0,0068 & -0,0791 & 0,0045 \\ -0,0248 & 0,0343 & -0,1014 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-2} \\ y_{2,t-2} \\ y_{3,t-2} \end{bmatrix} \\
&+ \begin{bmatrix} 0,0021 & 0,0240 & -0,0037 \\ 0,0108 & -0,1152 & -0,0174 \\ 0,0090 & -0,0177 & -0,1273 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-3} \\ y_{2,t-3} \\ y_{3,t-3} \end{bmatrix} \tag{C.11}
\end{aligned}$$

Med udgangspunkt i Ligning C.10 er de øjeblikkelige effekter indeholdt på venstre side af lighedstegnet. For at isolere dem for hver enkelt variabel opnås følgende resultat for vindproduktionen ($y_{1,t}$), elforbruget ($y_{2,t}$) og elprisen ($y_{3,t}$):

- **Vindproduktion**

$$\begin{aligned} y_{1,t} = & 0,1127 + 0,6183y_{1,t-1} + 0,0231y_{2,t-1} - 0,0371y_{3,t-1} \\ & - 0,0333y_{1,t-2} - 0,0305y_{2,t-2} - 0,059y_{3,t-2} \\ & + 0,0021y_{1,t-3} + 0,0240y_{2,t-3} - 0,0037y_{3,t-3} \end{aligned} \quad (C.12)$$

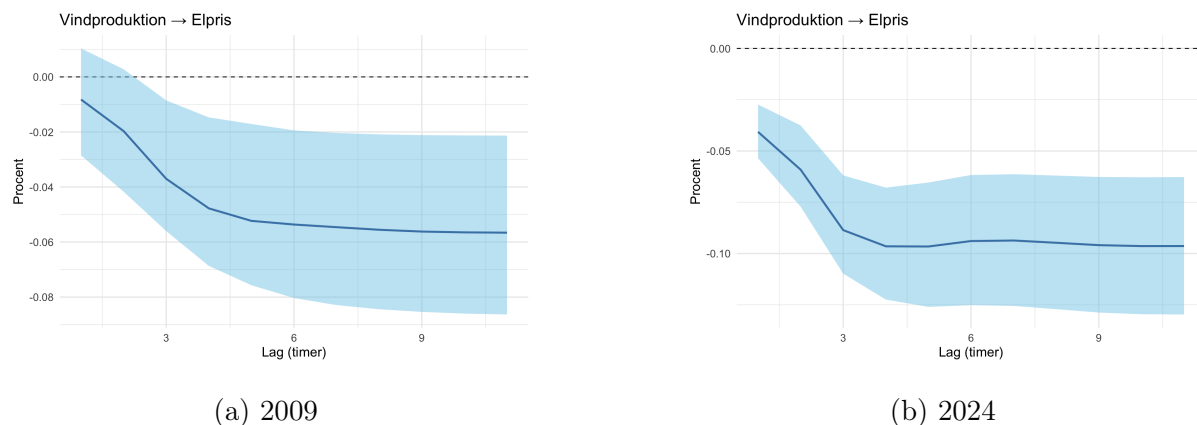
- **Elforbrug**

$$\begin{aligned} y_{2,t} = & -0,0096 + 0,0302y_{1,t} \\ & - 0,0219y_{1,t-1} + 0,1727y_{2,t-1} + 0,0181y_{3,t-1} \\ & + 0,0068y_{1,t-2} - 0,0791y_{2,t-2} + 0,0045y_{3,t-2} \\ & + 0,0108y_{1,t-3} - 0,1152y_{2,t-3} - 0,0174y_{3,t-3} \end{aligned} \quad (C.13)$$

- **Elpris**

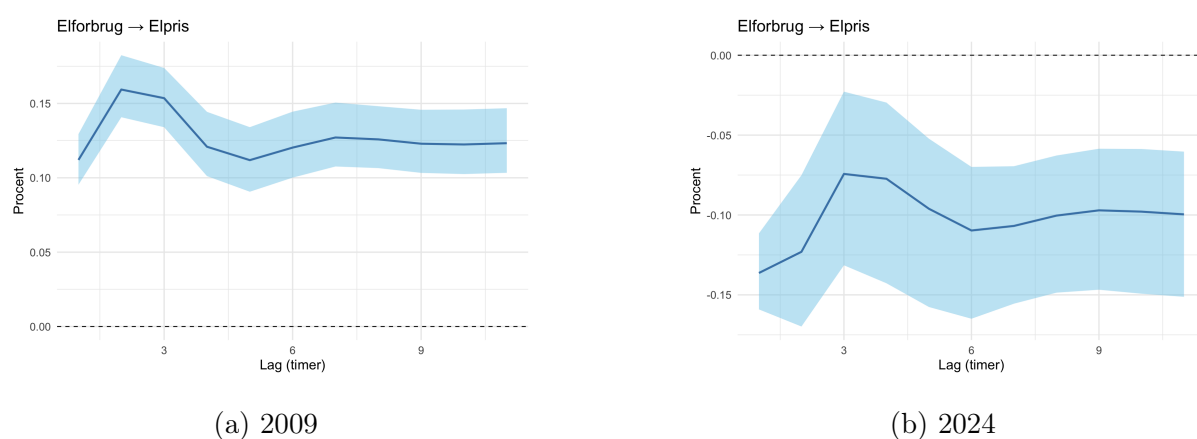
$$\begin{aligned} y_{3,t} = & -0,0061 - 0,0366y_{1,t} - 0,1363y_{2,t} \\ & - 0,0041y_{1,t-1} - 0,0210y_{2,t-1} + 0,1951y_{3,t-1} \\ & - 0,0248y_{1,t-2} + 0,0343y_{2,t-2} - 0,1014y_{3,t-2} \\ & + 0,0090y_{1,t-3} - 0,0177y_{2,t-3} - 0,1273y_{3,t-3} \end{aligned} \quad (C.14)$$

C.2.3 Akkumulerede impuls-responsfunktioner



Figur C.1: Akkumuleret IRF for chok til vindproduktion på elpris i 2009 og 2024.

I Figur C.1 illustreres den akkumulerede effekt af et chok til vindproduktionen på elprisen. Her observeres en klar negativ effekt, både i 2009 og 2024. Effekten er større i 2024, sammenlignet med 2009, hvilket indikerer, at elprisen er mere følsom over for ændringer i vindproduktionen i 2024. Akkumulerede IRF for elforbrug på elpris kan aflæses i Figur C.2. Det fremgår af Figur C.2, at chok i elforbruget har en summeret positiv indflydelse på elprisen i 2009. Modsat har elprisen en summeret negativ indflydelse i 2024.



Figur C.2: Akkumuleret IRF for chok til elforbrug på elpris i 2009 og 2024.

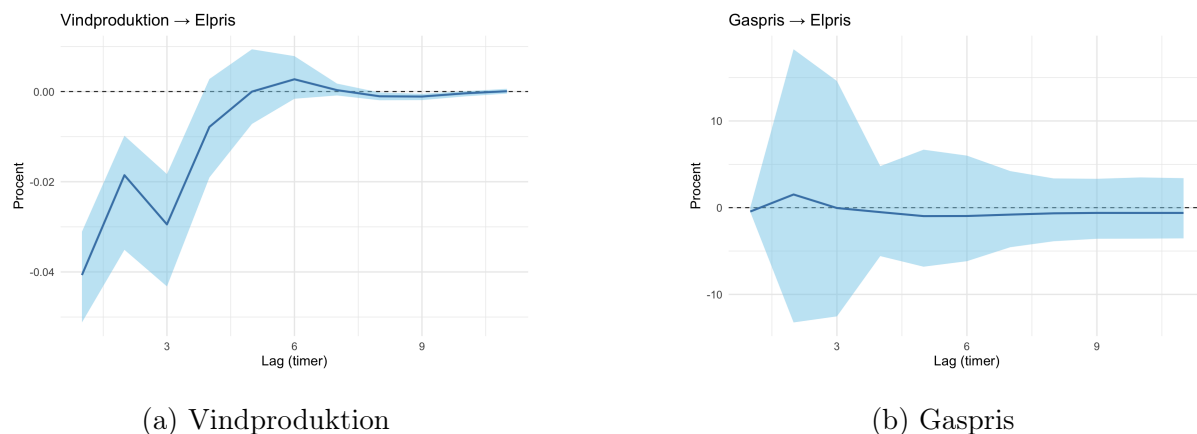
C.3 Robusthedsanalyse

For at undersøge robustheden af specialets analyse i Kapitel 7, er der lavet to tilsvarende analyser, hvor hhv. gaspris og solproduktion er tilføjet som forklarende variable. SVAR-modellen er blevet reestimeret i VAR(3)-modellen to gange, hvor gasprisen er inkluderet i den ene (Figur C.3) og solproduktionen er inkluderet i den anden (Figur C.4). Analysen er kun lavet for 2024, da solproduktionen ikke var eksisterende i 2009.

Med gasprisen inkluderet, er rækkefølgen opstillet i Ligning C.15.

$$\mathbf{y}_t = \begin{bmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \\ y_{3,t} \\ y_{4,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Vindproduktion} \\ \text{Elforbrug} \\ \text{Gaspris} \\ \text{Elpris} \end{bmatrix} \quad (\text{C.15})$$

Impuls-responsfunktioner for vindproduktion og gaspris på elpris, er illustreret i Figur C.4.



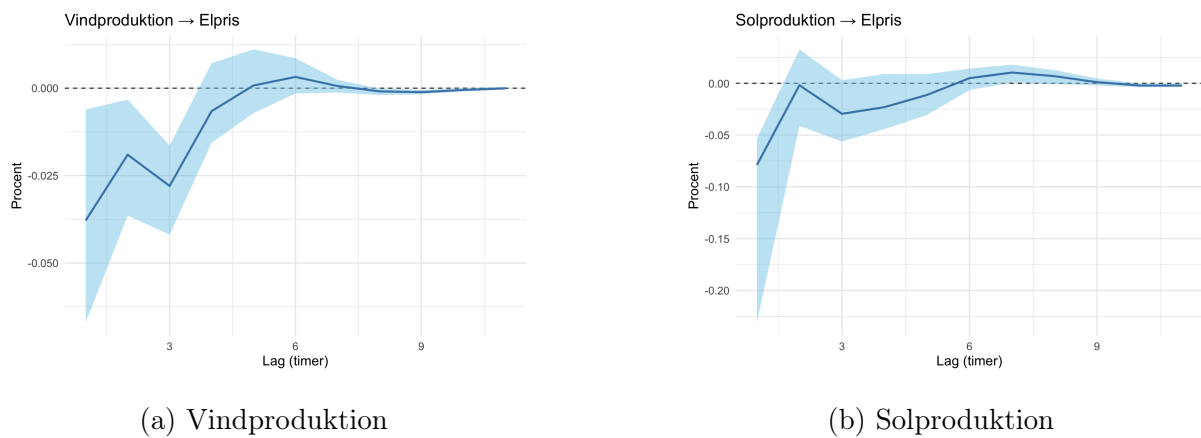
Figur C.3: IRF for chok til vindproduktion og gaspris på elpris i 2024.

Af Figur C.3b aflæses der ingen signifikant effekt af et positivt chok til gasprisen på elprisen. Dette indikerer at gasprisen ikke har nogen signifikant indflydelse på elprisen. Vindproduktionen har en øjeblikkelig effekt på $-0,0366$, tilsvarende resultatet i Ligning 7.6.

Med solproduktion inkluderet, er rækkefølgen opstillet i Ligning C.16.

$$\mathbf{y}_t = \begin{bmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \\ y_{3,t} \\ y_{4,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Solproduktion} \\ \text{Vindproduktion} \\ \text{Elforbrug} \\ \text{Elpris} \end{bmatrix} \quad (\text{C.16})$$

Impuls-responsfunktioner for vind- og solproduktion på elpris, er illustreret i Figur C.4.



Figur C.4: IRF for chok til vindproduktion og solproduktion på elpris i 2024.

Af Figur C.4b aflæses en øjeblikkelig negativ effekt af solproduktionen på elprisen. Den øjeblikkelige effekt er $-0,0587$.

Vindproduktionen har, ligesom i Figur 7.1b, en øjeblikkelig negativ effekt på vindproduktionen. Denne effekt er blevet mindre, sammenlignet med før solproduktionen var tilføjet og er $-0,0347$.

D | Langsigtet analyse

Dette appendiks understøtter Kapitel 8 og indeholder yderligere resultater inden for regressionsanalysen.

D.1 Regressionsanalyse uden BNP

Tabel 8.3 viste, at BNP har den største negative effekt i regime 2 på elprisen. Med udgangspunkt i Figur 8.2 kan det aflæses, at perioder, hvor der har været økonomisk tilbagegang, med stor sandsynlighed befinder sig i regime 2, hvor volatiliteten er højest. Dette kan dermed forklare den negative indflydelse, der er fra BNP på elprisen. Derudover kan formateringen af BNP også have en indflydelse. BNP angives kvartalsvis, hvor der for samme måned i hvert kvartal er blevet anvendt den samme værdi for BNP. Det undersøges derfor, hvordan regressionen opfører sig, hvis BNP undlades fra modellen. Data fra regressionsanalysen kan aflæses i Tabel D.1.

Det fremgår af Tabel D.1, at der med udgangspunkt i de signifikante variable ikke er sket en stor ændring i resultaterne. Solproduktionen er ikke længere signifikant i regime 1, samt forbruget er heller ikke signifikant i regime 2 længere. Yderligere kan det aflæses, at flere perioder er blevet karakteriseret ved regime 1, hvor antallet af observationer har ændret sig fra 165 til 178. Dette kan indikere, at BNP generelt har været med til at karakterisere flere volatile perioder, hvor der har været økonomisk tilbagegang. Med udgangspunkt i variable som vind og gas er der ikke sket den store betydning, udover at gas har en lidt mindre effekt på elprisen, sammenlignet med før. Ydermere kan det aflæses, at overgangssandsynlighederne er blevet mere persistente.

Parameter	Regime 1		Regime 2	
	Estimat	Std. fejl	Estimat	Std. fejl
β_0 (Konstant)	1,2007	2,7624	7,6536	26,4278
β_1 (Forbrug)	0,1139***	0,0232	0,1412	0,2395
β_2 (Vind)	-0,0614***	0,0091	-0,3988***	0,0650
β_3 (Sol)	-0,1403	0,0876	-0,3010	0,4149
β_4 (Gas)	0,6908**	0,2326	1,7150***	0,0632
β_5 (Kul)	0,0577	0,1026	0,0038	0,2099
β_6 (CPI)	12,6757	7,5217	-7,3011	33,7817
R^2	0,3459		0,9151	
Residual std.	34,3061		140,3345	
Mean (elpris)	291		963	
Std. (elpris)	107		667	
N	178		37	

Tabel D.1: Estimerede parametre for Markov-regimeskiftmodel (2 regimer), uden BNP.

$$\begin{array}{cc}
 & \begin{array}{cc} \text{Regime 1} & \text{Regime 2} \end{array} \\
 \begin{array}{c} \text{Regime 1} \\ \text{Regime 2} \end{array} & \left(\begin{array}{cc} 0,9855 & 0,0145 \\ 0,0670 & 0,9320 \end{array} \right)
 \end{array} \quad (\text{D.1})$$

D.2 Udregning af gasprisudviklingen frem til 2030

Som benævnt i Afsnit 8.4 er det forventede fald i gasprisen udregnet på baggrund af futuresmarkedet på det hollandske gasmarked. I Figur D.1 illustreres, hvad gasprisen for kalenderåret 2030 er handlet for over det sidste års tid.



Figur D.1: Handelsdata fra det hollandske futuresmarkedet i 2030.

Kilde: [ICE, 2025].

Det forventede fald er herefter udregnet ved at finde værdien for højeste og laveste punkt, og herefter udregnes den procentvise forskel fra 2024 til 2030.