

Appendix. Nadere analyse van de aanvullende verzekering

1. Overzicht van de literatuur

Deze appendix gaat meer uitgebreid in op het voorstel uit de hoofdtekst voor een aanvullende verzekering bij dynamische elektriciteitscontracten. Begonnen wordt met een bespreking van enkele andere instrumenten om stroomgebruikers bij dynamische contracten meer prijszekerheid te geven. Paragraaf 1.1, 1.2 en 1.3 bespreken drie verschillende instrumenten, en paragraaf 1.4 geeft een samenvatting. Paragraaf 2 en 3 richten zich vervolgens op het voorstel uit de hoofdtekst. Paragraaf 4 presenteert de eindconclusies.

In de appendix wordt, tenzij anders gemeld, steeds verondersteld dat elk contract tussen elektriciteitsleverancier en klant voor een jaar wordt gesloten. Daarbij begint het contractjaar steeds op de eerste van een maand, wat bijvoorbeeld ook 1 juni kan zijn. De lezer zal zelf kunnen controleren dat de belangrijkste conclusies in essentie geldig blijven als het contract een andere duur zou hebben. Verder blijven, tenzij anders gezegd, alle kosten van de leverancier anders dan die van de inkoop van stroom voor zijn klanten buiten beschouwing. Deze kosten kunnen via een vast tarief per jaar en/of een vast tarief voor elke geleverde kWh worden verrekend, maar zijn hier van minder belang. In onderstaande betekent hij steeds hij of zij.

1.1. Basishoeveelheid met vaste prijs

1.1.1 Een door de leverancier bepaalde basishoeveelheid

In de VS boden, ruim twintig jaar geleden, sommige stroomleveranciers aan (grote) klanten die bij hen een dynamisch contract namen, meteen ook de optie om het risico daarvan te beperken. De klant die hiervoor koos, kreeg voor elk uur van het contractjaar een basishoeveelheid stroom toegewezen, die hij verplicht moest kopen tegen een voor aanvang van het jaar vastgesteld basistarief. Als een klant tijdens een uur meer gebruikte dan de basishoeveelheid betaalde hij voor dit extra gebruik het dynamische uurtarief, dat gebaseerd was op de prijs op de day-ahead markt. Als hij minder gebruikte, kreeg hij voor elke kWh die hij minder gebruikte het dynamische uurtarief terugbetaald. Hierdoor bleef de financiële stimulans om het gebruik aan te passen aan de dynamische prijzen gelijk aan die bij het standaard dynamische contract. Ondertussen had de klant de zekerheid dat hij de totale basishoeveelheid voor het jaar tegen de vaste basisprijs kon kopen, wat zijn prijsrisico sterk verkleinde (zie Borenstein, 2005).

Naast deze voordelen was er ook een probleem. Het basistarief was soms lager dan de verwachte gemiddelde prijs op de day-ahead markt. Het was voor een klant dan gunstig om een hoge (totale) basishoeveelheid toegewezen te krijgen. Dit leidde tot onwenselijke vormen van lobbyen en beïnvloeding. Daarbij leidde de bevoordeling van sommige (categorieën) klanten tot een hogere rekening voor andere klanten. Er was dus een verdelingsprobleem (Borenstein, 2005).

Hierbij zij opgemerkt dat dit probleem zich ook nog voordoet als het basistarief gelijk is aan de verwachte gemiddelde prijs op de day-ahead markt. Immers, de basishoeveelheid met vast tarief vormt dan nog steeds een waardevolle verzekering voor prijsstabiliteit. Daarbij is die verzekering meer waard is naarmate een klant, of een bepaalde categorie klanten, een hogere basishoeveelheid krijgt toegewezen.

Een leverancier die een basishoeveelheid voor een ruim van tevoren vastgestelde prijs moet leveren, loopt zelf risico. Om dit af te dekken, kan hij de basishoeveelheid voor aanvang van het contractjaar op de termijnmarkt inkopen. Daarbij betaalt hij dan een risicopremie. Als hij deze premie doorberekent aan de klanten die voor een basishoeveelheid kiezen, worden andere klanten niet langer benadeeld. Het basistarief wordt dan gelijk aan de verwachte, over een jaar gemiddelde prijs van de day-ahead markt (ook wel day-ahead prijs genoemd) plus een marktconforme risicopremie. Het verdelingsprobleem is dan opgelost.

Er is echter nog een ander probleem. Stel dat het systeem alleen wordt ingevoerd voor huishoudens, dus slechts voor één categorie stroomgebruikers. Zelfs binnen deze categorie zijn er grote verschillen in stroomgebruik. Zo gebruiken mensen met een warmtepomp veel meer stroom dan vele andere mensen. Als er nu één basishoeveelheid is voor alle huishoudens, dan zal voor huishoudens met een warmtepomp de basishoeveelheid waarschijnlijk te laag zijn, zodat zij maar voor een beperkt deel van hun gebruik prijszekerheid hebben. Voor andere huishoudens zal de basishoeveelheid mogelijk te hoog zijn, zodat zij een onnodig hoge risicopremie betalen. De volgende paragraaf bespreekt een oplossing voor dit probleem. De daaropvolgende paragraaf behandelt nog een ander probleem van de basishoeveelheid.

1.1.2 Een Build-Your-Own-Baseline

Borenstein (2005) bespreekt een oplossing voor het verdelingsprobleem: de “Build-Your-Own (BYO) baseline. Hierbij bepaalt de klant, voor aanvang van het contractjaar, voor elk uur in dat jaar hoeveel stroom hij dat uur verwacht te gebruiken. Dat is dan de basishoeveelheid voor dat uur. Desgewenst helpt de leverancier, die het gebruikspatroon van de klant soms redelijk kent, hem hierbij. Als de basishoeveelheid voor elk uur is vastgesteld, koopt de leverancier de totale basishoeveelheid voor het jaar op de termijnmarkt in. Hij berekent vervolgens wat daarbij zijn gemiddelde inkoopprijs is (gewogen naar de in elk uur gekochte hoeveelheid). Dat is dan de kWh-prijs voor de (totale) basishoeveelheid. Elke klant betaalt zo de marktprijs voor zijn eigen baseline, en andere klanten hebben hier dus geen nadeel of voordeel van.

Een nadeel van de BYO baseline is dat de klant, ook met goede hulp van de leverancier, toch extra tijd moet besteden aan het maken van zijn eigen baseline. Verder is de totstandkoming van de prijs voor de basishoeveelheid voor de klant moeilijk te controleren. Immers, elke klant krijgt voor zijn eigen (totale) basishoeveelheid een specifieke kWh-prijs. Deze prijs hangt af van zijn specifieke gebruikspatroon en van moeilijk waarneembare transacties van de leverancier op de termijnmarkt. Zo is het voor een klant moeilijk te zien of zijn basisprijs laag genoeg is, en of hij niet beter een andere leverancier kan nemen.

1.1.3 Verdere analyse van de instrumenten met een basishoeveelheid

Bij zowel de door de leverancier bepaalde basishoeveelheid als bij de BYO baseline kunnen de risico's van een dynamisch contract nooit volledig worden afgedekt. In een onverwacht strenge winter bijvoorbeeld wordt veel meer stroom gebruikt dan in de gemiddelde winter, zodat het

gebruik ver boven de basishoeveelheid komt te liggen. De klant moet dan voor de extra stroom de day-ahead prijzen betalen, terwijl deze prijzen juist dan hoog kunnen zijn. Er blijft voor hem dus altijd een serieus prijsrisico bestaan.

Ten slotte zij nog expliciet gezegd dat het voor de klant uiteraard een nadeel is dat in de basisprijs ook een (verborgen) verzekeringspremie zit, die de basisprijs hoger maakt.

1.1.4 Conclusie

De besproken instrumenten kunnen een aanzienlijk deel van de prijsrisico's van een dynamisch contract wegnemen. Daarvoor betalen de klanten een (verborgen) verzekeringspremie. Tegelijkertijd blijft bij beide instrumenten de stimulans om het gebruik naar goedkope uren te verplaatsen intact, met alle positieve gevolgen van dien. Een nadeel van beide instrumenten is dat de risico's van een dynamisch contract nooit volledig kunnen worden afgedekt.

Een probleem van het eerste instrument (waarbij de basishoeveelheid voor elke categorie klanten van bovenaf bepaald wordt) is dat sommige klanten onderverzekerd zullen zijn vanwege een voor hen te lage basishoeveelheid, terwijl voor andere klanten het omgekeerde geldt, zodat ze te veel premie betalen. Dit probleem wordt voorkomen met een BYO baseline. Dit instrument vraagt van de klant echter extra tijd, terwijl de marktconcurrentie mogelijk wordt beperkt doordat de bepaling van de voor elke klant specifieke prijs moeilijk te controleren is.

1.2 De hedging-constructie van Borenstein

1.2.1 Beschrijving van de constructie

Borenstein (2005) doet een interessant voorstel om de risico's van dynamische contracten te beperken. Alvorens dit te beschrijven, kijken we eerst naar de door Borenstein beschreven situatie van een leverancier die een normaal dynamisch contract voor een jaar aanbiedt. De klant krijgt daarbij na elke maand de rekening voor die maand. Het bedrag dat hij daarbij moet betalen is gebaseerd op de day-ahead prijzen waartegen zijn stroom die maand is ingekocht (als gezegd worden kosten anders dan de inkoopkosten van stroom hier genegeerd). De rekening kan in sommige maanden, zoals maanden met weinig stroom uit zon en wind, aanzienlijk hoger uitvallen dan in andere maanden. Daarnaast kunnen gebeurtenissen die langer duren dan een maand, zoals een onverwachte oorlog, meerdere maandrekeningen sterk beïnvloeden.

Het idee van Borenstein is nu om het maandbedrag van het normale dynamische contract soms te verlagen met een korting, en soms te verhogen met een toeslag. Dit moet dan op zo'n manier gebeuren dat de prijszekerheid voor de klant toeneemt en zijn maandbedragen minder gaan variëren. Hoe wordt dit principe uitgewerkt?

Om te beginnen koopt de elektriciteitsleverancier, voor aanvang van het contractjaar, een bepaald percentage van de stroom die hij aan al zijn klanten tezamen op elk van de 8760 uren van dat jaar naar verwachting zal leveren, op de termijnmarkt in. Het betreffende percentage, hier w procent genoemd, is voor elk uur van het contractjaar hetzelfde. w kan in principe 100 zijn, maar Borenstein richt zich het meest op situaties waarin het lager is. De over de uren van het contractjaar gemiddelde kWh-prijs die de leverancier betaalt voor de stroom die hij aldus op de termijnmarkt inkoopt, noem ik (in mijn uitleg van Borenstein) P_{gt} . Deze gemiddelde prijs is gewogen naar de hoeveelheid stroom die voor elk uur van het contractjaar is ingekocht.

Tijdens het contractjaar verkoopt de leverancier de stroom die hij op de termijnmarkt heeft ingekocht voor zover mogelijk aan zijn klanten, tegen de day-ahead prijs. Echter, als het stroomgebruik van zijn klanten op een uur (onverwacht) dusdanig laag is dat hij niet alle ingekochte stroom aan zijn klanten kwijt kan (wat vaker zal gebeuren naarmate w hoger is), dan verkoopt hij de overgebleven stroom op de day-ahead markt, ook tegen de day-ahead prijs.¹ De gemiddelde kWh-prijs die de leverancier over het hele contractjaar ontvangt voor alle verkochte stroom noem ik P_{gd} . Deze gemiddelde prijs is gewogen naar de hoeveelheid stroom die voor elk uur is verkocht.

Als gevolg van de boven beschreven transacties kan de leverancier over het hele jaar winst of verlies boeken. Meer precies is het financiële resultaat van deze transacties gelijk aan:

$$R = (P_{gd} - P_{gt}) \cdot w \cdot S \quad (1)$$

Hierbij geldt (inclusief enige herhaling) het volgende:

- R = financiële resultaat van de inkoop van stroom op de termijnmarkt en de latere verkoop van dezelfde stroom tegen de day-ahead prijzen
- P_{gt} = de gemiddelde kWh-prijs die de leverancier betaalt voor de stroom die hij op de termijnmarkt inkoop.
- P_{gd} = de gemiddelde kWh-prijs die de leverancier ontvangt voor de verkoop van dezelfde stroom tegen de day-ahead prijzen.
- w = het deel van de door de leverancier naar verwachting aan zijn klanten te leveren stroom dat hij op de termijnmarkt inkoop, in procenten.
- S = het totale door de leverancier geschatte stroomgebruik (in kWh) in het contractjaar van alle klanten met een contract voor dit jaar, als geschat voor aanvang van het jaar.

De essentie van het voorstel van Borenstein is nu dat het financiële resultaat R , of het nu positief of negatief is, door de leverancier altijd volledig wordt doorgegeven aan zijn klanten, via een korting of toeslag op elk van de twaalf maandrekeningen. De leverancier zelf speelt dus uiteindelijk met zekerheid quitte.

De precieze vaststelling van de korting of toeslag voor elke maand is op de volgende principes gebaseerd. In elke maand is de toeslag of korting een vast bedrag voor elke kWh die een klant gebruikt, en dit bedrag is voor alle klanten gelijk. Naarmate een klant in een maand meer stroom gebruikt, krijgt hij dus een hogere korting of toeslag. Daarbij is de korting of toeslag per kWh proportioneel aan het verschil tussen (1) de gemiddelde kWh-prijs op de day-ahead markt van de betreffende maand (dit keer gewogen naar de totale hoeveelheid die de leverancier in elk uur aan alleen zijn eigen klanten verkoopt) en (2) prijs P_{gt} . Daarbij krijgen alle klanten een korting als, in de betreffende maand, de prijs onder (1) hoger is dan de prijs onder (2), en betalen zij een toeslag als het omgekeerde geldt.

Borenstein geeft geen formule voor de precieze berekening van de kortingen en toeslagen. Desondanks doet, naar ik meen, mijn bovenstaande beschrijving van de hedging-constructie (met daarin ook een eigen formule) in elk geval in hoofdlijnen recht aan de visie van Borenstein.

¹ Soms zal hij de stroom verkopen tegen de prijs van op de intraday markt, maar dit wordt hier verder genegeerd.

1.2.2. Effecten

Wat zijn de gevolgen van deze hedging-constructie? Om te beginnen geldt dat de verschillen in stroomprijs tussen de uren binnen een maand volledig intact blijven, omdat de korting of toeslag in elke maand voor elke kWh gelijk is. De stimulans om het gebruik binnen een maand naar relatief goedkope uren te verschuiven, blijft dus bestaan. Klanten kunnen hiermee mogelijk veel geld besparen, terwijl de stroomproductie als geheel goedkoper en duurzamer wordt.

Hier past wel de kanttekening dat de welvaart niet helemaal maximaal wordt (ook als we, zoals hier, de externe effecten buiten beschouwing laten). Dat komt door het volgende. De prijs die de klant betaalt voor de stroom die hij in een uur gebruikt zal door de toeslag of korting altijd verschillen van de prijs op de day-ahead markt. Dit terwijl de laatste prijs de marginale kosten van de stroomproductie weerspiegelt. Door dit verschil tussen consumentenprijs en marginale kosten, wordt de welvaartswinst minder groot zijn dan bij dynamische contracten zonder de hedging-constructie. Meer specifiek zal in een maand waarin de klant korting krijgt, de kWh-prijs die hij uiteindelijk betaalt in elk uur lager zijn dan de prijs op de day-ahead markt. Hierdoor heeft hij te weinig financiële motivatie om zijn stroomgebruik tot aan het Pareto-optimum terug te brengen. Daarentegen geldt in een maand waarin hij een toeslag moet betalen, dat hij een motivatie heeft om zijn gebruik verder terug te dringen dan tot aan het Pareto-optimum (zie ook Borenstein, 2005). Dit alles geldt natuurlijk alleen voor zover de klant kan voorzien welke korting of toeslag er na afloop van de maand zal komen.

Hieraan kan nog worden toegevoegd dat de prijsverschillen tussen de maanden door de constructie van Borenstein minder groot worden. In relatief dure maanden wordt de stroom in elk uur door de korting minder duur, en in relatief goedkope maanden wordt de stroom in elk uur door de toeslag minder goedkoop. De motivatie om in dure maanden, waarin stroom het meest schaars is, minder te gebruiken wordt dus kleiner, en ook dat kan een nadeel zijn. Ondanks deze kanttekeningen blijft gelden dat de door het dynamische contract gestimuleerde verschuivingen de stroomproductie aanzienlijk goedkoper en duurzamer maken.

Tegelijkertijd worden de maandbedragen die de klant betaalt minder wisselend. Klanten krijgen korting op hun maandbedrag als de gemiddelde kWh-prijs op de day-ahead markt in een maand hoger is dan de voor het hele contractjaar gemiddelde prijs van de termijnmarkt (P_{gt}). Daarbij wordt de korting hoger naarmate het verschil tussen beide prijzen groter is. De verhoging van de maandrekening die normaal het gevolg is van een hoge gemiddelde day-ahead prijs in die maand, wordt dus gedempt. Omgekeerd wordt in maanden waarin de gemiddelde kWh-prijs op de day-ahead markt onder P_{gt} ligt, de resulterende verlaging van de maandrekening door de toeslag gedempt. Kortom, het maandbedrag hangt minder sterk af van factoren zoals bijvoorbeeld onverwacht weinig zon en wind tijdens de maand.

Verder wordt, omdat P_{gt} al voor aanvang van het jaar een gegeven is, het totale bedrag dat de klant over het hele jaar moet betalen minder beïnvloed door onverwachte ontwikkelingen die de day-ahead prijzen tijdens een groot deel van het jaar verhogen (zoals een oorlog die vroeg in het contractjaar begint en lang voortduurt). Volgens Borenstein (2005) kan, als w uit formule (1) gelijk is aan 100, de kans op een onverwacht hoge jaarrekening zelfs zeer klein worden, evenals overigens de kans op een onverwacht lage jaarrekening.

Er zijn echter ook beperkingen. De eerste doet zich voor als w (bijna) 100 is en het stroomgebruik van de klanten van de leverancier in het contractjaar door externe factoren, zoals

een zachte winter, achterblijft bij het geschatte gebruik. In zo'n situatie zijn de prijzen op de day-ahead markt waarschijnlijk ook relatief laag. De leverancier lijdt dan verlies op de stroom die hij op de termijnmarkt heeft ingekocht maar niet aan zijn eigen klanten kan verkopen, en die hij dus op de day-ahead markt moet slijten. Dat verlies is dan het gevolg van zijn eigen, achteraf gezien verkeerde schatting. Desalniettemin moet hij dit verlies, gegeven de regels van de constructie, via een toeslag aan zijn klanten doorgeven. Het is dan goed mogelijk dat, terwijl de gemiddelde day-ahead prijs in een jaar laag is, de klanten van de hier besproken leverancier dat jaar niet alleen (grotendeels) de hogere prijs van de termijnmarkt betalen, maar daarbovenop ook nog eens een toeslag die het gevolg is van de verkeerde inschatting van de leverancier. In een concurrerende markt is dat geen aantrekkelijke gedachte. Het is dan ook goed mogelijk dat de leverancier zal kiezen voor een w die flink onder de 100 ligt.

Echter, wat gebeurt er als w substantieel lager is dan 100? In dat geval zijn de effecten van de hedging-constructie kleiner. De normale risico's van een dynamisch contract blijven dan gedeeltelijk bestaan.

Het is uiteraard ook mogelijk is dat de leverancier het jaargebruik van zijn klanten te laag inschat (S uit formule 1 ligt onder het werkelijke gebruik). Dit heeft dan precies dezelfde gevolgen als de net besproken gevolgen van een w die onder de 100 ligt. Deze gevolgen worden des te groter als S en w allebei (te) laag zijn.

Al met al is een nadeel van de constructie dat zij niet alle prijsonzekerheid wegneemt. Niettemin kan zij, afhankelijk van de keuze van w , deze onzekerheid wel sterk reduceren.

Een (vanzelfsprekend) nadeel is dat de klant voor de grotere prijszekerheid een (verborgen) verzekeringspremie betaalt. Immers, de gemiddelde prijs die hij betaalt hangt (deels) af van de prijs van de termijnmarkt, en bij die prijs is een risicopremie inbegrepen.

Een laatste nadeel voor de klant is dat de gevolgen voor de maandrekening soms moeilijk te begrijpen zullen zijn. Deze gevolgen hangen onder meer af van de transacties van de leverancier op de termijnmarkt, de ontwikkeling van de prijzen op de day-ahead markt, en de arbitraire keuze van w door de leverancier. Daarbij zal de afspraak dat de leverancier zelf geen winst maakt op de hedging-constructie moeilijk te controleren zijn. Hierdoor wordt het minder zeker dat de marktconcurrentie wel altijd tot een zo laag mogelijke prijs leidt.

1.2.3 Conclusie

Bij de hedging-constructie van Borenstein blijft de stimulans om het gebruik naar goedkope uren te verplaatsen niet geheel maar wel grotendeels intact, met alle voordelen voor klant en maatschappij van dien. Tegelijkertijd wordt een aanzienlijk deel van de prijsrisico's die een normaal dynamisch contract met zich meebrengt, weggenomen. Hiervoor betalen de klanten wel een (verborgen) verzekeringspremie.

Helaas worden niet alle prijsrisico's weggenomen. De reden hiervoor is deels dezelfde als bij de instrumenten met een basishoeveelheid uit paragraaf 1.1: voor aanvang van het contractjaar is nooit precies te voorspellen is hoeveel stroom de klanten in de diverse uren van het jaar gebruiken. Bij de hedging-constructie is er echter nog een extra reden: de leverancier kan besluiten om w lager te laten zijn dan 100. Hij kan daarvoor goede redenen hebben, maar het betekent wel dat er voor de klant (nog) meer prijsrisico overblijft.

Een laatste nadeel van de hedging-constructie is dat de procedures vaak moeilijk te begrijpen zullen zijn, wat de marktconcurrentie kan belemmeren.

1.3 Prijsplafond

Een derde instrument om de risico's van dynamische contracten te beperken is een prijsplafond. Hinchberger et al. (2024) analyseren onder meer een prijsplafond dat de prijs van elektriciteit in de VS in één procent van alle uren bindend verlaagt. De maximumprijs ligt dan, afhankelijk van de precieze situatie, tussen 52 en 96 dollarcent per kWh. De auteurs analyseren ook lagere maximumprijzen, die de prijzen in 10 of 25 procent van de uren verlagen. De modeluitkomsten laten zien dat prijsplafonds de prijsrisico's voor consumenten aanzienlijk kunnen beperken. Echter, zij beperken ook de uit de dynamische prijzen resulterende welvaartswinst in aanzienlijke mate. Hierbij speelt een rol dat in de uren met maximumprijzen de (Pareto-optimale) vrije marktprijs soms ver boven de maximumprijs ligt, zodat de maximumprijs de welvaart sterk verlaagt.

Een ander nadeel is dat de door de consument te betalen premie voor het recht op een maximumprijs relatief hoog zal zijn. Dit komt omdat de consument een eenzijdig voordeel krijgt; er is wel een maximumprijs, maar geen minimumprijs. De gemiddelde prijs die hij naar verwachting betaalt, wordt dus lager. Daarom zal de leverancier een hoge premie vragen voor een prijsplafond. Hier past een vergelijking met de voorstellen voor meer prijszekerheid uit de vorige paragrafen. Daarbij maakt de verkoper van stroom op de termijnmarkt, die uiteindelijk de aanbieder van de prijszekerheid is, verlies als de day-ahead prijs hoger wordt dan verwacht, maar winst als die prijs lager wordt dan verwacht. Omdat er voor de aanbieder van prijszekerheid dus ook kans op winst is, zal de (verborgen) premie voor de prijszekerheid relatief laag zijn.

De boven besproken nadelen gelden ook voor varianten van het besproken prijsplafond, zoals het meebewegend prijsplafond van Gerlagh (2023). Deze nadelen zijn in mijn ogen groot. Daarom zullen prijsplafonds in het vervolg van deze appendix niet verder besproken worden.

1.4 Conclusie

De meest interessante van de besproken instrumenten zijn de basishoeveelheid met vaste prijs en de hedging-constructie van Borenstein. Die bieden de klant in minimaal sterke mate meer prijszekerheid, terwijl de stimulans om stroomgebruik naar goedkope uren te verplaatsen geheel of grotendeels blijft bestaan. Beide instrumenten hebben, als besproken, ook serieuze nadelen.

In dit kader wordt in de volgende paragraaf een voorstel gedaan dat vooral gelijkenissen vertoont met de hedging-constructie van Borenstein. Op onderdelen zijn er echter verschillen. Deze zijn mede het gevolg van de doelstelling om de nadelen van de boven besproken instrumenten zoveel mogelijk te vermijden. Zo zal, ten eerste, worden getracht om het prijsrisico te beperken voor alle stroom die een consument jaar gebruikt, dus ook voor het stroomgebruik dat boven een voor aanvang van het contractjaar gemaakte schatting uitkomt. Ten tweede zal worden gestreefd naar een systeem waarin de prijs voor de klant niet afhangt van keuzes en transacties van de leverancier die de klant niet altijd kan voorzien of controleren.

Daarbij zal, anders dan bij de besproken instrumenten, de opzet zo zijn dat niet al bij voorbaat zeker is dat de leverancier er geen verlies (of winst) mee maakt. Hierachter schuilt het idee dat leveranciers wel, en de meeste consumenten niet, de mogelijkheid hebben om hun risico's voor henzelf (deels) af te dekken via bijvoorbeeld de termijnmarkt. Maar we lopen hier op de zaken vooruit. Het is nu eerst tijd voor een beschrijving van het voorstel.

2. Een aanvullende verzekering

Deze paragraaf beschrijft een voorstel waarbij de elektriciteitsleverancier klanten met een dynamisch contract de mogelijkheid biedt om, desgewenst, een aanvullende verzekering te nemen die de gemiddelde prijs stabielere maakt.

De (aanvullende) verzekering is mede gebaseerd op informatie die, volgens het voorstel, door ACM (of een andere onpartijdige organisatie) gepubliceerd wordt. Ten eerste publiceert ACM in de week voorafgaand aan elk contractjaar (dat steeds op de eerste dag van een maand begint) een goed onderbouwde schatting van:

- a. Het gebruikspatroon van alle Nederlandse huishoudens tezamen in het komende contractjaar. Het gebruikspatroon van een huishouden, of van een groep huishoudens, is de procentuele verdeling van zijn of haar elektriciteitsgebruik over de 8670 uren in het jaar. Het gebruikspatroon van alle Nederlandse huishoudens tezamen wordt gebruikspatroon Q genoemd. Het is uiteraard gelijk aan het gemiddelde gebruikspatroon van een Nederlands huishouden.
- b. De kWh-prijs op de day-ahead markt voor elk uur in het komende contractjaar. Bij deze schatting dient ACM zich zoveel mogelijk te baseren op de prijzen op de termijnmarkt en de inzichten van de handelaren aldaar (zie verder paragraaf 3.3.1).
- c. De uit de twee voorgaande schattingen volgende, gemiddelde kWh-prijs op de day-ahead markt van de stroom die een huishouden met gebruikspatroon Q in het contractjaar gebruikt. Het gaat hierbij om de gemiddelde kWh-prijs gewogen naar het gebruiksvolume in elk uur van het jaar.

Ten tweede publiceert ACM na afloop van elk contractjaar de werkelijke gemiddelde prijs voor huishoudens met gebruikspatroon Q in dat jaar. Daarbij is en blijft Q het gemiddelde patroon zoals voor aanvang van het jaar geschat; het werkelijke gebruikspatroon heeft dus geen invloed op Q .

In het vervolg worden de volgende symbolen gebruikt:

Q = (als gezegd) het gemiddelde gebruikspatroon van een Nederlands huishouden in het contractjaar, zoals door ACM geschat voor aanvang van het jaar.

P_{QD}^{VA} = de gemiddelde kWh-prijs op de day-ahead markt van de stroom die een huishouden met gebruikspatroon Q in het contractjaar gebruikt, zoals door ACM geschat (oftewel verwacht, wat de V in de formule verklaart) voor aanvang van dat jaar.

P_{QD}^W = de werkelijke gemiddelde kWh-prijs op de day-ahead markt van de stroom die een huishouden met gebruikspatroon Q in het contractjaar gebruikt.

Het voorstel is nu dat elke elektriciteitsleverancier verplicht wordt om niet minimaal één dynamisch contract aan te bieden (zoals nu), maar twee. Het eerste is het dynamisch contract voor een jaar zoals dat nu al bestaat. Hierbij is de prijs per kWh die de consument betaalt gelijk aan de day-ahead prijs. (We negeren tot nader order een mogelijke winsttopslag voor de leverancier en de vergoeding voor diens vaste kosten; zie hiervoor paragraaf 3.)

Het tweede aan te bieden contract is hetzelfde dynamisch contract, maar dan met een verzekering die de gemiddelde prijs stabielere maakt. Deze verzekering houdt het volgende in:

- A. Als P_{QD}^W hoger is dan P_{QD}^{VA} , en meer precies x procent hoger, dan krijgen alle klanten met een dynamisch contract van de leverancier een korting op hun jaarrekening die gelijk is aan $x \cdot [100/(100+x)]$ procent van de kosten van de inkoop van hun stroom op de day-ahead markt over het hele jaar.
- B. Als P_{QD}^W lager is dan P_{QD}^{VA} , en meer precies y procent lager, dan moeten alle klanten met een dynamisch contract de leverancier een toeslag op hun jaarrekening betalen die gelijk is aan $y \cdot [100/(100-y)]$ procent van de kosten van de inkoop van hun stroom op de day-ahead markt over het hele jaar.
- C. Klanten betalen een verzekeringspremie die voor aanvang van het jaar wordt vastgesteld. Deze premie is een vast bedrag per kWh.
- D. Elke klant betaalt elke maand in principe hetzelfde maandbedrag. Hoeveel men na afloop van het jaar moet bijbetalen of terugkrijgt, hangt af van het eigen jaarverbruik en gebruikspatroon, en van de korting of toeslag.²

Hiermee is de beschrijving van de verzekering compleet.

3. Effecten van de aanvullende verzekering

Deze paragraaf analyseert de effecten van de voorgestelde verzekering. Paragraaf 3.1 beschrijft enkele uitgangspunten. Paragraaf 3.2 bespreekt het referentiekader, dat bestaat uit de effecten van een vast contract. Paragrafen 3.3 en 3.4 analyseren de effecten van een dynamisch contract met verzekering voor consument en leverancier. Paragraaf 3.5 behandelt de welvaartseffecten.

3.1 Uitgangspunten

De komende analyse richt zich vooral op de verschillen tussen een dynamisch contract met verzekering en een vast contract. Daarom worden alle zaken die voor beide contracten gelijk zijn (of bij voldoende concurrentie tussen leveranciers ongeveer gelijk zullen zijn) buiten beschouwing gelaten. Zo blijft, om te beginnen, de energiebelasting (een vast bedrag per kWh)

² Het maandbedrag zal gebaseerd zijn op het verwachte stroomgebruik. Als de klant de eerste maanden van het jaar meer verbruikt dan verwacht, zou de leverancier het maandbedrag kunnen verhogen teneinde extra betaling na afloop van het jaar zoveel mogelijk te voorkomen. Dit blijft in het vervolg buiten beschouwing.

buiten beschouwing. Verder wordt verondersteld dat de vaste kosten (inclusief de winstopslag daarop) van de leverancier bij beide contracten gelijk zijn, zodat ook deze kosten buiten beschouwing kunnen blijven. In de praktijk zijn de vaste kosten bij een dynamisch contract met verzekering vermoedelijk iets hoger, omdat het gebruik van elke klant op elk uur moet worden gemeten en verwerkt in de rekening. Echter, dit zal niet veel kosten, zodat wat dit betreft slechts een klein nadeel van dynamische contracten veronachtzaamd wordt.

De analyse richt zich dus op de variabele kosten van de leverancier en de prijs die hij zijn klanten daarvoor in rekening brengt. De variabele kosten van de leverancier bestaan uit de kosten van de inkoop van elektriciteit, de transactiekosten voor zover die niet onder de vaste kosten vallen, en de kosten van de aanvullende verzekering (zie later).

De analyse is gebaseerd op de volgende veronderstellingen. Allereerst geldt dat de elektriciteitsleverancier zelf geen stroom produceert. Hij moet dus alle stroom die hij aan zijn klanten levert, zelf eerst inkopen.

Afgezien van de transacties tussen leverancier en stroomgebruiker, wordt elektriciteit slechts op twee markten verhandeld: de termijnmarkt en de day-ahead markt. Hierachter schuilt de veronderstelling dat het stroomgebruik in een bepaald uur reeds 36 uur van tevoren perfect te voorspellen is. Door deze veronderstelling kunnen markten voor op zeer korte termijn in te kopen stroom, zoals de intraday markt, buiten beschouwing blijven.

Vaste contracten en dynamische contracten met verzekering zijn (als eerder al verondersteld) altijd contracten voor een jaar, dat steeds op de eerste van een maand begint. Ze worden steeds gesloten in de laatste (volle) week voor het begin van het contractjaar. Gedurende deze week zijn de prijzen op de termijnmarkt constant. De schattingen die ACM volgens het voorstel van paragraaf 2 moet maken, worden aan het begin van deze week gepubliceerd. Alle contracten tussen leveranciers en klanten voor het contractjaar worden pas daarna getekend, maar dus wel in dezelfde week. Hetzelfde geldt voor de contracten die leveranciers sluiten voor de inkoop van stroom voor het contractjaar op de termijnmarkt.

De prijs op de termijnmarkt van een kWh die op een bepaald uur in het contractjaar geleverd moet worden bevat een risicopremie. Die vloeit voort uit het feit dat de werkelijke prijs kan afwijken van de geschatte prijs. Daardoor kan de verkoper van de stroom op de termijnmarkt verlies lijden, of winst maken, op het moment dat hij de door hem verkochte stroom later tegen een mogelijk andere prijs moet inkopen om aan zijn verplichting jegens de koper op de termijnmarkt te kunnen voldoen. Om de analyse simpel te houden, wordt nu verondersteld dat bij deze risicopremie steeds zijn inbegrepen de transactiekosten van de verkoper op de termijnmarkt plus zijn winstopslag (per kWh). Dat betekent dat de kWh-prijs op de termijnmarkt gelijk is aan de door de verkopers op de termijnmarkt geschatte prijs op de day-ahead markt voor het betreffende uur plus de (zeer ruim gedefinieerde) risicopremie.

Met deze veronderstellingen is de beschrijving van de uitgangspunten compleet. Vermeld zij alvast dat paragraaf 3.3.4 aandacht zal besteden aan de vraag in hoeverre de conclusies afhangen van sommige veronderstellingen.

3.2 Referentiekader: de effecten van een vast contract

Deze paragraaf bespreekt de effecten van een vast contract, welke later vergeleken zullen worden met de effecten van een dynamisch contract met verzekering. Daarbij wordt verondersteld dat de elektriciteitsleverancier als volgt handelt. Voor aanvang van het contractjaar maakt hij een schatting van het totale stroomverbruik van al zijn klanten met een vast contract voor dit jaar. Verder gaat hij uit van de verwachting dat deze klanten tezamen het door ACM geschatte gemiddelde gebruikspatroon Q hebben (wat een redelijk uitgangspunt is, zeker als hij niet over meer specifieke informatie beschikt). Gegeven deze schattingen, berekent hij hoeveel stroom hij in elk uur van het contractjaar naar verwachting aan zijn klanten moet leveren. Deze stroom koopt hij op de termijnmarkt in. De gemiddelde prijs per kWh die hij daarbij betaalt noemen we P_{QT} . Hierbij geldt het volgende:

$$P_{QT} = P_{QD}^{VH} + V \quad \Leftrightarrow \quad P_{QD}^{VH} = P_{QT} - V \quad (2)$$

met:

P_{QT} = de gemiddelde kWh-prijs op de termijnmarkt van de stroom die een huishouden met gebruikspatroon Q in het contractjaar gebruikt.

P_{QD}^{VH} = de gemiddelde kWh-prijs op de day-ahead markt van de stroom die een huishouden met gebruikspatroon Q in het contractjaar gebruikt, zoals door de handelaren op de termijnmarkt verwacht in de week voorafgaande aan dat jaar.

V = risicopremie per kWh die de handelaren op de termijnmarkt vragen voor het prijsrisico dat zij lopen door het op termijn verkopen van de stroom die huishoudens met gebruikspatroon Q tijdens het contractjaar gebruiken. Zoals gezegd zijn hierbij de transactiekosten en de winstopslag van de verkopers op de termijnmarkt inbegrepen.

Verondersteld wordt dat de elektriciteitsleverancier zijn gemiddelde inkoopprijs P_{QT} één op één aan zijn klanten doorberekent; hij vraagt wat dit betreft geen winstopslag. De prijs per kWh die een klant aan de leverancier moet betalen is dan gelijk aan P_{QT} plus nog twee bedragen.

Het eerste van deze bedragen is een risicopremie, hier W genoemd. W is een vergoeding voor het hoeveelheidsrisico dat de leverancier loopt bij het inkopen en verkopen van stroom. De leverancier weet van tevoren nooit zeker hoeveel zijn klanten tezamen in een bepaald uur zullen gebruiken. Als ze in een bepaald uur minder gebruiken dan hij had verwacht, en dus voor de prijs van de termijnmarkt had ingekocht, dan moet hij de stroom die hij overhoudt tegen de prijs van de day-ahead markt (de day-ahead prijs) verkopen. Afhankelijk van het verschil tussen beide prijzen, maakt hij dan verlies of winst. Als zijn klanten meer gebruiken dan hij op de termijnmarkt heeft ingekocht, moet hij de extra stroom voor de day-ahead prijs inkopen terwijl hij die stroom aan zijn klanten verkoopt tegen de consumentenprijs van het vaste contract (die in formule 3 gegeven zal worden). Afhankelijk van het verschil tussen beide prijzen, maakt hij dan winst of verlies. Kortom, omdat de leverancier voor elk uur niet precies kan voorspellen hoeveel stroom zijn klanten tezamen zullen afnemen, loopt hij een risico. Hiervoor vraagt hij van zijn klanten, per kWh, risicopremie W .

Tenslotte kost het inkopen en verkopen van stroom de leverancier tijd en geld. Met andere woorden, hij maakt transactiekosten. Omdat, als gezegd, alle vaste kosten buiten beschouwing blijven, gaat het hier om de variabele transactiekosten. Deze zullen uitkomen op een bepaald bedrag per kWh, dat hier U wordt genoemd. De leverancier verhaalt ook dit bedrag op de klant.

Uiteraard zal de leverancier winst willen maken. Voor het gemak wordt verondersteld dat de winstopleg op de transactiekosten al is inbegrepen bij U , terwijl de winstopleg voor het hoeveelheidsrisico is inbegrepen bij risicopremie W .

Al met al is de consumentenprijs bij een vast contract gelijk aan:

$$P_{CVC} = P_{QT} + W + U = P_{QD}^{VH} + V + W + U \quad (3)$$

met:

P_{CVC} = consumentenprijs per kWh bij een vast contract

W = risicopremie per kWh die de leverancier vraagt voor zijn hoeveelheidsrisico

U = transactiekosten van de leverancier, per kWh

Ten slotte zij opgemerkt dat sommige kosten in eerste instantie niet voor alle leveranciers gelijk zullen zijn. Echter, door de concurrentie tussen leveranciers zullen alle kosten op lange termijn redelijk gelijk worden; leveranciers met te hoge kosten worden weggeconcentreerd. Ook bij dynamisch contracten zullen de kostenverschillen tussen leveranciers door de concurrentie redelijk beperkt blijven. Daarom blijven deze verschillen verder buiten beschouwing.

3.3 Effecten van het dynamisch contract met verzekering als huishoudens gebruikspatroon Q hebben

Paragraaf 3.3 bespreekt de effecten van het dynamisch contract met verzekering in de situatie waarin huishoudens gebruikspatroon Q hebben. Paragraaf 3.3.1 biedt eerst enkele algemene inzichten. Paragrafen 3.3.2 en 3.3.3 analyseren de gevolgen voor huishoudens en voor de leverancier. Paragraaf 3.3.4 becommentarieert enkele van de gemaakte veronderstellingen.

3.3.1 Twee formules

Volgens het voorstel uit paragraaf 2 maakt ACM voor aanvang van elk contractjaar een schatting van de gemiddelde kWh-prijs op de day-ahead markt van de stroom die een huishouden met gebruikspatroon Q verbruikt. Deze schatting, P_{QD}^{VA} genoemd, dient zoveel mogelijk gebaseerd te zijn op de prijzen op de termijnmarkt en de inzichten van de handelaren op de termijnmarkt. De schatting van deze handelaren van de gemiddelde prijs van de genoemde stroom, P_{QD}^{VH} , is in formule (2) beschreven. Daarbij geldt dat ACM wel de waarde van P_{QT} direct kan waarnemen, maar niet P_{QD}^{VH} en de risicopremie van de handelaren, V . Toch zal ACM, bijvoorbeeld via interviews met de handelaren, een redelijke schatting kunnen maken van V . Vervolgens kan ACM P_{QD}^{VA} bepalen via de volgende formule:

$$P_{QD}^{VA} = P_{QT} - V^{VA} \quad (4)$$

met:

V^{VA} = de door ACM gemaakte schatting van V .

Uit (2) en (4) volgt:

$$V^{VA} - V = P_{QD}^{VH} - P_{QD}^{VA} \quad (5)$$

Dit betekent het volgende: als ACM de waarde van V te hoog inschat ($V^{VA} > V$), dan schat zij de gemiddelde kWh-prijs op de day-ahead markt lager in dan de handelaren van de termijnmarkt ($P_{QD}^{VA} < P_{QD}^{VH}$), en omgekeerd. Dat is relevant voor de elektriciteitsleverancier. Immers, naarmate P_{QD}^{VA} lager is, wordt de door hem te geven korting hoger of de door hem te ontvangen toeslag lager, en omgekeerd. De leverancier zal dus de aan het begin van de laatste week van de maand gepubliceerde schatting van ACM goed bestuderen alvorens hij later die week contracten met klanten afsluit. Daarbij zal, zoals uit formule (6) zal blijken, de door hem gevraagde verzekeringspremie deels afhangen van het verschil tussen P_{QD}^{VH} en P_{QD}^{VA} .

3.3.2. Gevolgen voor de consument

Deze paragraaf bespreekt de gevolgen van een dynamisch contract met verzekering voor huishoudens die in het contractjaar gebruikspatroon Q hebben. De analyse richt op de klanten van één elektriciteitsleverancier, die allemaal gebruikspatroon Q hebben.

Echter, de leverancier weet dit laatste vooraf nog niet. Hij zal dus een schatting moeten maken van het gebruikspatroon van zijn klanten. Hierbij veronderstellen we dat hij (mogelijk omdat hij weinig specifieke informatie heeft) simpelweg maar schat dat zijn klanten tezamen het gemiddelde gebruikspatroon Q zullen hebben (dat door ACM is gepubliceerd). Daarnaast maakt hij een schatting van het totale jaarverbruik van al zijn klanten. Gegeven deze twee schattingen berekent hij hoeveel stroom zijn klanten tezamen in elk uur in het contractjaar naar verwachting zullen gebruiken.

De vraag is nu welke prijs een klant met dynamisch contract en verzekering aan de leverancier betaalt. Om te beginnen betaalt hij voor elk uur in eerste instantie de kWh-prijs op de day-ahead markt. Gegeven zijn gebruikspatroon Q , is de gemiddelde kWh-prijs die hij hiervoor over het hele contractjaar betaalt P_{QD}^W . Daarnaast ontvangt of betaalt hij na afloop van het jaar een korting of toeslag. Deze korting of toeslag is, in procenten van de inkoopkosten van zijn stroom op de day-ahead markt, gelijk aan de absolute waarde van het procentuele verschil tussen P_{QD}^W en P_{QD}^{VA} , waarbij paragraaf 2 de precieze formule geeft. Hieruit volgt dat de klant, inclusief korting of toeslag, uiteindelijk voor een kWh gemiddeld prijs P_{QD}^{VA} betaalt.

Daarnaast moet de klant de leverancier voor elke kWh nog drie bedragen betalen. De eerste twee zijn verzekeringspremies, het derde vergeten we voorlopig even. De verzekeringspremies hangen af van de risico's voor de leverancier. Die loopt twee risico's. Het eerste is een prijsrisico: de day-ahead prijzen kunnen anders zijn dan verwacht. Het tweede is een hoeveelheidsrisico: de klanten van de leverancier kunnen tezamen meer of minder stroom afnemen dan verwacht. We bespreken eerst het prijsrisico. Om dit risico te isoleren, veronderstellen we bij de analyse ervan dat er geen hoeveelheidsrisico is; de leverancier weet van tevoren precies hoeveel stroom een klant in elk uur gaat gebruiken.

Het prijsrisico is dan dit. Als de leverancier zou doen wat een leverancier bij dynamische contracten zonder verzekering normaliter doet, koopt hij de stroom die hij zijn klanten moet leveren op de day-ahead markt in, voor een over het jaar gemiddelde prijs die gelijk is aan P_{QD}^W . Echter, de leverancier verkoopt, als gezegd, de stroom aan de klant voor een over het jaar

gemiddelde prijs die, inclusief korting of toeslag, gelijk is aan P_{QD}^{VA} . De leverancier kan hiermee dus winst of verlies maken. Met andere woorden, hij loopt risico.

We veronderstellen nu dat hij, om dit risico af te dekken, de stroom die hij gedurende het contractjaar aan zijn klanten moet leveren niet op de day-ahead markt inkoop, maar op de termijnmarkt. Omdat hij verwacht dat zijn klanten gebruikspatroon Q zullen hebben, is de gemiddelde prijs die hij voor deze inkoop van stroom betaalt P_{QT} .

Bij de analyse van het vaste contract in paragraaf 3.2 was het uitgangspunt vergelijkbaar; ook daar kocht de elektriciteitsleverancier alle stroom die hij verwachtte te moeten leveren op de termijnmarkt in. Daarbij berekende hij zijn gemiddelde inkoopprijs P_{QT} één op één aan zijn klanten door. Hij maakte dus, op de inkoop en verkoop van de stroom op zich, winst noch verlies (voor zover hij de juiste hoeveelheden inkoopt en het hoeveelheidsrisico dus niet bestond). Om de analyse van het dynamische contract met verzekering hiermee vergelijkbaar te maken, veronderstellen we nu het volgende: de aanbieder van dit contract vraagt, voor het afdekken van het prijsrisico via de termijnmarkt, aan zijn klanten een verzekeringspremie die zo hoog is dat hij zelf, inclusief ontvangst van de premie, winst noch verlies maakt op de inkoop en verkoop van stroom op zich. Dit impliceert dat de verzekeringspremie die hij voor alleen het prijsrisico vraagt, gelijk is aan is het verschil tussen zijn gemiddelde inkoopprijs (P_{QT}) en de gemiddelde prijs die hij, inclusief korting of toeslag, van zijn klanten ontvangt (P_{QD}^{VA}). Mede gezien (2), geldt dan:

$$P_P = P_{QT} - P_{QD}^{VA} = (P_{QD}^{VH} + V) - P_{QD}^{VA} = V + (P_{QD}^{VH} - P_{QD}^{VA}) \quad (6)$$

met:

P_P = verzekeringspremie die de elektriciteitsleverancier vraagt voor alleen het prijsrisico

Deze formule laat zien dat de verzekeringspremie van de leverancier deels afhangt van de verzekeringspremie V van de handelaren op de termijnmarkt, en deels van het verschil tussen P_{QD}^{VH} en P_{QD}^{VA} . Daarbij wordt de verzekeringspremie hoger naarmate P_{QD}^{VA} lager is. Wat betekent dit voor de situatie waarin de schatting van ACM van de gemiddelde day-ahead prijs in het contractjaar (P_{QD}^{VA}) hoger of lager is dan de schatting van de termijnmarkt (P_{QD}^{VH})? In deze situatie heeft de hogere of lagere P_{QD}^{VA} , gezien het voorstel van paragraaf 2, direct invloed op de hoogte van de korting of de toeslag. Echter, dit is voor de leverancier geen probleem omdat hij deze invloed precies compenseert via de hoogte van zijn verzekeringspremie. De situatie is dus niet zo dat een overheidsorgaan via haar eigen, mogelijk inaccurate schattingen leveranciers of consumenten kan benadelen.

Op grond van het voorgaande betaalt de klant, inclusief de genoemde verzekeringspremie, voor een kWh gemiddeld een prijs die gelijk is aan P_{QD}^{VA} plus P_P , oftewel P_{QT} . Echter, hij moet daarbovenop nog twee bedragen te betalen.

Het eerste daarvan is de vergoeding voor het hoeveelheidsrisico. Om die te bespreken, gaan we er nu vanuit dat de leverancier vooraf niet zeker weet hoeveel stroom zijn klanten in elk uur gebruiken. Daarom maakt hij (als eerder gezegd) hier voor aanvang van het contractjaar een schatting van, die onder meer gebaseerd is op de verwachting dat zijn klanten gebruikspatroon Q hebben. Hij koopt dan, net als bij het vaste contract, de hoeveelheid stroom die hij in elk uur verwacht te moeten leveren, op de termijnmarkt in.

Het probleem is dan dat in elk uur de werkelijke hoeveelheid stroom die zijn klanten tezamen gebruiken kan verschillen van de ingekochte hoeveelheid. In uren waarin de werkelijke hoeveelheid lager is, moet hij het verschil verkopen tegen de day-ahead prijs, terwijl hij de stroom heeft ingekocht voor de prijs van de termijnmarkt. In uren waarin het werkelijke gebruik hoger is dan de ingekochte hoeveelheid, moet hij het verschil inkopen tegen de day-ahead prijs, terwijl zijn klanten daarvoor een andere prijs betalen. Deze andere prijs wordt straks in formule (7) gegeven. Daarbij zal blijken dat deze prijs gelijk is aan de prijs bij een vast contract. Uit het voorgaande volgt dat het hoeveelheidsrisico voor de leverancier praktisch even groot is als het in paragraaf 3.2 beschreven hoeveelheidsrisico van een aanbieder van vaste contracten. De premie (per kWh) die de leverancier voor dit risico aan zijn klanten vraagt, zal daarom praktisch gelijk zijn aan de in paragraaf 3.2 besproken premie W .

Het laatste bedrag dat de klant voor elke kWh moet betalen is een vergoeding voor de variabele transactiekosten van de leverancier. Deze kosten zullen niet veel anders zijn dan bij het vaste contract. In beide gevallen moet de leverancier de stroom die hij aan klanten verwacht te leveren, op de termijnmarkt inkopen. In beide gevallen geldt dat als zijn klanten meer of minder gebruiken dan verwacht, hij het tekort op de day-ahead markt moet inkopen of het overschot op die markt moet verkopen. Mede daarom kan er weinig verschil zijn tussen de variabele transactiekosten van de twee contracten.³ Deze kosten zijn dus ook bij een dynamisch contract met verzekering (min of meer) gelijk aan het in paragraaf 3.2 genoemde bedrag U .

Net als bij het vaste contract veronderstellen we dat de winstopslag voor de ondernemers is inbegrepen bij de risicopremie W en bij de vergoeding voor de variabele transactiekosten U .

Dit alles impliceert dat, voor consumenten met gebruikspatroon Q , de over een jaar gemiddelde kWh-prijs bij een dynamisch contract met verzekering (praktisch) gelijk is aan:

$$P_{CDV} = P_{QT} + W + U \quad (7)$$

met:

P_{CDV} = gemiddelde consumentenprijs per kWh bij een dynamisch contract met verzekering

Als we dit resultaat naast formule (3) leggen, blijkt er geen verschil te zijn tussen de prijs die men bij een vast contract voor elke kWh betaalt en de prijs men bij een dynamisch contract met verzekering gemiddeld voor een kWh betaalt. Voor klanten met gemiddeld gebruikspatroon Q kan dus het volgende worden geconcludeerd: het dynamisch contract met verzekering is, inclusief de verzekeringspremie, over het hele jaar gezien praktisch even duur als een vast contract voor een jaar, terwijl het even weinig risico oplevert.

3.3.3 Gevolgen voor de leverancier

Uit de vorige paragraaf bleek al dat de prijs die de leverancier zijn klanten vraagt, voldoende is om zijn verwachte kosten (inclusief winstopslag) volledig te dekken. Daarbij zijn de twee risicopremies (P_P en W) die hij zijn klanten vraagt, een redelijk vergoeding voor zijn risico's.

³ De kosten van het meten van de in elk uur gebruikte stroom van elke klant, en het opmaken van de rekening, worden tot de vaste kosten gerekend en zijn onder die noemer al besproken.

De vraag die dan overblijft is of de verzekering, indien de leverancier veel pech heeft, niet tot te grote verliezen kan leiden. Zoals in paragraaf 3.3.2 betoogd, kan de leverancier zijn prijsrisico perfect afdekken via de inkoop van stroom op de termijnmarkt; hier hoeft hij nooit verlies op te lijden. De resterende vraag is of het hoeveelheidsrisico, waarvoor hij zijn klanten risicopremie W vraagt, niet tot te grote verliezen kan leiden.

De leverancier kan inderdaad serieuze pech hebben met dit risico. Stel bijvoorbeeld dat zijn klanten door een strenge winter veel meer stroom gebruiken dan verwacht, terwijl mede daardoor de day-ahead prijzen die winter ook hoger zijn dan verwacht. In dat geval moet hij veel stroom tegen hoge prijzen bijkopen, terwijl de prijs die zijn klanten hem voor deze stroom betalen gelijk blijft aan de prijs uit formule (7). Er kan dan in principe een groot verlies ontstaan.

Echter, zoals eerder betoogd is het hoeveelheidsrisico voor de leverancier bij het dynamische contract met verzekering vergelijkbaar met dat van een vast contract. Zo zullen ook de aanbieders van een vast contract in een strenge winter stroom tegen hoge day-ahead prijzen moeten bijkopen, terwijl hun klanten hen ook dan de vaste prijs uit formules (7) en (3) betalen. Elektriciteitsleveranciers hebben bij vaste contracten al laten zien dat ze goed met dit hoeveelheidsrisico om kunnen gaan. Dit betekent dat het hoeveelheidsrisico bij dynamische contracten met verzekering ook geen onoverkomelijk probleem kan zijn.

3.3.4 Commentaar op de veronderstellingen

De vraag is nu of één of meer van de gemaakte veronderstellingen onrealistisch zijn én cruciaal voor de conclusies. Hierbij kijken we eerst naar de veronderstelling dat veel van de relevante transacties worden gedaan in de laatste week voor het contractjaar en dat gedurende deze week de prijzen op de termijnmarkt constant zijn. Deze veronderstelling is zeker onrealistisch.

Dankzij de veronderstelling worden de risico's voor de leverancier kleiner. Zo kan, bij vaste contracten, de leverancier de consumentenprijs altijd baseren op de constante prijzen van de termijnmarkt, zodat hij zijn prijsrisico perfect kan afdekken via de inkoop van stroom op dezelfde markt. Bij dynamische contracten met verzekering kan de leverancier de stroom die hij verwacht te moeten leveren eveneens inkopen tegen de constante prijzen van de termijnmarkt. Als hij dan de verzekeringspremie die hij van zijn klanten vraagt laat afhangen van het verschil tussen de gemiddelde prijs van de termijnmarkt (P_{QT}) en P_{QD}^{VA} , zoals formule (6) aangeeft, is ook zijn prijsrisico perfect afgedekt. Als we echter de genoemde veronderstelling laten vallen en naar de werkelijkheid kijken, dan zal dit allemaal nooit zo perfect kunnen gaan. De leveranciers zullen dan bij zowel vaste contracten als bij dynamische contracten met verzekering vaak stroom op de termijnmarkt inkopen op een moment dat (net iets) vroeger of later is dan het moment waarop hun risico minimaal wordt. De volgende vraag is of dit dan veel uitmaakt voor de conclusies van de analyse.

Het antwoord is nee. Op het ene moment zal het precieze tijdstip van de inkoop op de termijnmarkt, in vergelijking met het tijdstip waarop alle prijsrisico's perfect kunnen worden afgedekt, tot wat prijsverlies voor de leverancier leiden, en op het andere moment tot wat prijswinst. Omdat een leverancier op vele uren en dagen zal handelen, zullen deze winsten en verliezen over een langere periode redelijk tegen elkaar wegvallen, zodat de leverancier per saldo geen groot extra risico loopt. Natuurlijk mag hij de klant voor dit extra risico een extra premie vragen, maar die zal dus laag zijn. Daarbij is er geen reden waarom deze extra premie bij het dynamische contract met verzekering anders zou moeten zijn dan bij het vaste contract.

De besproken veronderstelling is dus niet cruciaal voor de getrokken conclusies over de door consumenten te betalen prijs en de risico's voor de leverancier, waarbij het steeds ging om het dynamische contract met verzekering in vergelijking met het vaste contract.

Een andere veronderstelling is dat de leverancier bij alle contracten zijn verwachte afzet voor honderd procent op de termijnmarkt inkoopt, om zijn prijsrisico af te dekken. Uiteraard kunnen leveranciers ook besluiten dit niet (volledig) te doen, en dus zelf meer risico te nemen. Echter, dit is hier weinig relevant. De elektriciteitsmarkt is een competitieve markt, en daardoor zal de leverancier, hoeveel risico hij ook op grond van zijn eigen risicovoorkeuren neemt, uiteindelijk door de markt gedwongen worden om zijn klanten (ongeveer) de marktconforme risicopremies W , V en P_P te vragen.

Al met al lijken er, voor zover ik kan zien, geen onrealistische veronderstellingen gemaakt te zijn zonder welke de conclusies fundamenteel anders zouden worden.

3.4 Effecten als het gebruikspatroon afwijkt van Q

Deze paragraaf bespreekt de effecten van het dynamisch contract met verzekering in een situatie waarin huishoudens een gebruikspatroon hebben dat afwijkt van Q . Paragraaf 3.4.1 analyseert de gevolgen voor huishoudens. Paragraaf 3.4.2 bespreekt de gevolgen voor de leverancier.

3.4.1 Gevolgen voor de consument

In de hoofdtekst is gesteld dat, zolang de gemiddelde prijzen op de energiemarkten niet (sterk) veranderen, het volgende geldt: huishoudens die relatief veel stroom in goedkope uren gebruiken, wat mede het gevolg kan zijn van het hebben van een dynamisch contract, hebben financieel voordeel van zo'n contract. Daarentegen hebben huishoudens die relatief veel stroom in dure uren blijven gebruiken, nadeel van zo'n contract. Deze paragraaf zal aan deze conclusies niets veranderen. De komende analyse gaat over de vraag wat er gebeurt als de gemiddelde prijzen wel sterk veranderen. Meer specifiek is de vraag als volgt: in welke mate verkleint de verzekering, voor mensen met een gebruikspatroon anders dan Q , het risico dat hun jaarrekening anders wordt dan verwacht doordat de day-ahead prijzen anders worden dan verwacht?

De genoemde mensen gebruiken in elk uur van het jaar óf evenveel, óf meer, óf minder stroom dan zij gebruikt zouden hebben indien zij, gegeven hun jaargebruik, gebruikspatroon Q hadden gehad. We spreken hierbij van, respectievelijk, gelijkgebruik, meergebruik, en mindergebruik. Daarbij is zowel het meergebruik als het mindergebruik gelijk aan de absolute waarde van het verschil tussen het werkelijke gebruik in het uur en het gebruik dat het huishouden zou hebben gehad indien het, gegeven het eigen jaarverbruik, gebruikspatroon Q had gehad.

We kijken nu eerst naar uren met gelijkgebruik. Hierbij is klant Jansen het voorbeeld. Jansen gebruikt in een bepaald uur 2 kWh, wat voor hem betekent dat hij in dat uur gelijkgebruik heeft. Stel nu dat de werkelijke day-ahead prijs in dit uur 12 cent hoger is dan voor aanvang van het jaar (door ACM) werd verwacht. Door deze onverwacht hoge prijs lijdt Jansen dus op zich een verlies van 24 cent. Echter, de onverwacht hoge kWh-prijs in dit ene uur leidt aan het eind van het jaar tot een stijging van de korting, dan wel een afname van de

toeslag, die dit verlies precies compenseert. Dit omdat voor klanten met gebruikspatroon Q elke onverwachte prijsstijging of prijsdaling in welk uur dan ook precies wordt geneutraliseerd via de hoogte van de korting of toeslag. Kortom, in uren met gelijkgebruik neutraliseert de verzekering het effect van elke prijs die hoger of lager is dan verwacht volledig.

Nu kijken we naar een ander uur. Daarin gebruikt Jansen 4 kWh. Indien hij, gegeven zijn totale jaargebruik, gebruikspatroon Q had gehad, dan had hij in dit uur slechts 2,5 kWh gebruikt. Hij heeft dus een meergebruik van 1,5 kWh. De kWh-prijs in dit uur is 20 cent hoger dan verwacht. Deze onverwachte prijsstijging leidt op zich tot een verlies van 80 cent voor Jansen. Daarbij wordt echter 50 cent gecompenseerd via de korting of de toeslag. De overige 30 cent van het verlies wordt niet gecompenseerd, want dit deel is het gevolg van meergebruik.

Wat als op ditzelfde uur de prijs 20 cent lager was geweest dan verwacht? De onverwacht lage prijs zou dan op zich tot een winst van 80 cent voor Jansen hebben geleid. Daarbij zou 50 cent zijn gecompenseerd via de toeslag of de korting, zodat Jansen per saldo een winst van 30 cent zou hebben overgehouden.

Deze voorbeelden maken duidelijk dat in een uur met meergebruik een hoger dan verwachte prijs tot een niet door de verzekering gedekt verlies voor de klant leidt, en een lager dan verwachte prijs tot een niet door de verzekering geneutraliseerde winst.

In een uur met mindergebruik geldt precies het omgekeerde. Hierin leidt een hoger dan verwachte prijs uiteindelijk tot winst voor de klant. Dit omdat de hogere prijs aan het eind van het jaar tot een hogere korting leidt, dan wel tot een lagere toeslag, terwijl de klant zelf relatief weinig last van heeft van die hogere prijs. Een lager dan verwachte prijs leidt in een uur met mindergebruik juist tot verlies.

Verder is de hoogte van het niet-gedekte verlies of de niet-geneutraliseerde winst, zowel in uren met meergebruik als in uren met mindergebruik, gelijk aan de absolute waarde van het verschil tussen de werkelijke en de verwachte prijs in het uur vermenigvuldigd met het meer- of mindergebruik (in kWh) in het uur.

Uitgaande van een goed gemaakte schatting (verwachting) is in elk uur de kans op een hogere prijs dan verwacht ongeveer even groot als de kans op een lagere prijs dan verwacht. Op sommige uren heeft een klant meergebruik, op andere uren mindergebruik. Daarbij is het totale meergebruik van een klant in een jaar, in kWh, precies gelijk aan zijn totale mindergebruik. Dit alles bijeengenomen is, op elk individueel uur, de kans dat een klant een niet door de verzekering gedekt verlies lijdt, praktisch even groot als de kans op een niet door de verzekering geneutraliseerde winst. Hierdoor zullen de meevallers over de 8760 uren van een jaar de tegenvallers in minimaal sterke mate compenseren.

De bijlage bij deze appendix tracht nog wat beter in beeld te brengen in hoeverre, gedurende een jaar, de meevallers de tegenvallers compenseren. De bevindingen zijn als volgt. De tegenvaller of meevaller die in een enkel uur kan optreden, ligt vaak in de orde van grootte van één, vijf of misschien twintig cent, met enkele uitschieters naar boven. Mede daarom zullen de tegenvallers over het hele contractjaar redelijk worden gecompenseerd door de meevallers. Per saldo blijft slechts weinig winst of verlies over. Hierbij is een redelijke hypothese dat een huishouden met een gemiddeld jaarverbruik hoogstwaarschijnlijk nooit meer dan enkele tientjes verliest (terwijl een winst van enkele tientjes in principe ook mogelijk is, maar ook onwaarschijnlijk).

Een stijging van de gemiddelde gasprijs in het winterseizoen met minimaal vijftig procent, zoals deze eeuw al meerdere keren waargenomen, zal het gemiddelde Nederlandse huishouden minimaal 600 euro kosten.⁴ Mede op grond hiervan kan worden geconcludeerd dat, uitgaande van de genoemde redelijke hypothese, een dynamisch contract met verzekering mensen met een gebruikspatroon anders dan Q dezelfde zekerheid biedt ten aanzien van de kWh-prijs die men over het hele jaar gemiddeld betaalt als een vast jaarcontract, afgezien van een verschil dat hoogstwaarschijnlijk zeer klein is in vergelijking met de stijging van de energiekosten die het gevolg is van bijvoorbeeld een strenge winter.

De hypothese kan uiteraard door statistisch onderzoek worden bevestigd of verworpen. Indien dit laatste gebeurt (wat gezien het bovenstaande niet waarschijnlijk lijkt) en het besproken risico dan als een serieus probleem wordt gezien, is het mogelijk om dit risico weg te nemen via een speciaal compensatiemechanisme. Daarbij krijgt elke klant na afloop van het jaar nog een speciale korting of toeslag op zijn energiekosten, die als volgt berekend wordt.

Om te beginnen wordt, na afloop van het jaar, voor elk uur bekeken of de werkelijke day-ahead prijs hoger of lager is geweest dan de voor het jaarbegin door ACM verwachte prijs voor dat uur, en hoeveel cent het verschil dan bedraagt. Verder wordt voor elke individuele klant voor elk uur in het jaar bekeken of er sprake is geweest van meergebruik of mindergebruik, en om hoeveel kWh het dan gaat. Met de aldus verkregen gegevens wordt voor elk uur berekend hoe hoog de winst dan wel het verlies voor de klant is dat niet door de verzekering wordt geneutraliseerd of afgedekt. Daarna wordt het getal h berekend, dat gelijk is aan de som van de niet-geneutraliseerde winsten in alle uren van het jaar waarin winst optrad, minus de som van de niet-afgedekte verliezen in alle uren van het jaar waarin verlies optrad. Indien h positief is, moet de klant een speciale (extra) toeslag op zijn eindrekening betalen die gelijk is aan h . Indien h negatief is, krijgt de klant een korting die gelijk is aan de absolute waarde van h . Het speciale prijsrisico voor klanten met een gebruikspatroon anders dan Q is zo volledig afgedekt.

Daarbij zal de premie die de klant voor dit compensatiemechanisme moet betalen zeer laag kunnen zijn. Immers, omdat het van toeval afhangt of een individuele klant een toeslag moet betalen of een korting krijgt, zullen de speciale kortingen die de leverancier aan een deel van zijn klanten moet geven, ongeveer gecompenseerd worden door de speciale toeslagen die hij van een ander deel van zijn klanten krijgt. Het risico voor de leverancier is dus klein, en de risicopremie die hij hiervoor vraagt kan dat dus ook zijn.

Gegeven de eerdere analyse, is het echter niet waarschijnlijk dat zo'n mechanisme echt nodig is. Niettemin versterkt het feit dat het in principe gebruikt zou kunnen worden, de volgende conclusie. Die is dat de aanvullende verzekering het risico dat de jaarrekening van klanten anders wordt dan verwacht doordat de day-ahead prijzen anders worden dan verwacht, voor klanten met een gebruikspatroon anders dan Q praktisch evenveel reduceert als voor klanten met gebruikspatroon Q . Zo kunnen dus alle huishoudens, inclusief huishoudens die weinig risico kunnen dragen, hun voordeel doen met een dynamisch contract – met uitzondering

⁴ Nederlanders gebruikten in de strenge winter van 2013 vijftig procent meer gas dan normaal (zie [Essent](#)). Een gemiddeld huishouden gebruikte in 2024 1020 m³ gas ([MilieuCentraal](#)). De gasprijs bedraagt in januari 2026, dus ruim voor de aanval op Iran, 1,18 cent per m³ ([ANWB](#), geraadpleegd op 31 januari 2026). Als er binnenkort dus weer een strenge winter zou zijn met vijftig procent meer gasgebruik, dan kost dit het gemiddelde huishouden ongeveer 600 euro. Hieraan zij toegevoegd dat een stijging van de gasprijs met vijftig procent veel minder is dan de stijging na de Russische inval in Oekraïne (Nijs en Thissen, 2024).

van huishoudens die een ongunstig gebruikspatroon hebben en dit onvoldoende kunnen wijzigen.

3.4.2 Gevolgen voor de leverancier

In paragraaf 3.3.3 is het volgende betoogd: als de klanten van een leverancier gebruikspatroon Q hebben, loopt de leverancier bij een dynamisch contract met verzekering praktisch evenveel risico als bij een vast contract, en dat risico is voor de leverancier niet problematisch. Deze paragraaf bespreekt de vraag of deze conclusie blijft staan als alle klanten van de leverancier, of in elk geval een deel daarvan, een gebruikspatroon hebben dat afwijkt van Q . Daarbij wordt met ‘speciaal risico’ steeds bedoeld het risico dat specifiek voortvloeit uit zo’n afwijkend gebruikspatroon. Voor de uitleg richt de analyse zich alleen op stroomgebruikers die voor één bepaald contractjaar een contract hebben. Het contract is voor al deze stroomgebruikers gelijk.

Allereerst zij opgemerkt dat voor het financiële risico van de leverancier alleen het gebruikspatroon van al zijn klanten tezamen relevant is. Immers, als in enig uur de ene klant opeens 2 kWh minder gebruikt en een andere klant opeens 2 kWh meer, maakt dit voor de leverancier financieel geen verschil.

Stel nu eerst even dat er in Nederland maar één elektriciteitsleverancier is. Diens individuele klanten hebben dan verschillende gebruikspatronen. Echter, gezamenlijk hebben ze het voor Nederland gemiddelde gebruikspatroon Q . Anders gezegd, de afwijkingen van Q van elke individuele klant worden altijd gecompenseerd door tegengestelde afwijkingen van één of meer andere klanten, zodat het in deze paragraaf te bespreken speciale risico nul is. Gezien de conclusie van paragraaf 3.3.3 geldt in deze situatie dat het dynamische contract met verzekering voor de leverancier geen problematisch risico met zich meebrengt.

In werkelijkheid heeft Nederland meerdere elektriciteitsleveranciers. Echter, elke leverancier heeft vele klanten. Voor elke leverancier zullen de afwijkingen van gebruikspatroon Q van sommige individuele klanten dus minimaal deels worden gecompenseerd door tegengestelde afwijkingen van andere klanten. Daardoor zal het gezamenlijke gebruikspatroon van alle klanten van de leverancier mogelijk niet veel afwijken van Q . Dat zou al kunnen betekenen dat het speciale risico voor de leverancier hooguit beperkt van omvang is.

Laten we niettemin toch eens kijken naar een situatie waarin het gezamenlijke gebruikspatroon van de klanten van één bepaalde leverancier in aanzienlijke mate afwijkt van Q . Is het speciale risico voor deze leverancier dan een groot probleem? Het antwoord hierop ligt in de volgende redenering.

Om te beginnen is het in principe mogelijk om, kort voor aanvang van een contractjaar, het financiële resultaat dat de leverancier zal bereiken bij zijn klanten voor dit ene contractjaar, wiskundig te formuleren als een functie van een aantal factoren. Daarbij zullen sommige factoren bij het maken van de formule al bekend zijn. Hiervoor komt in de formule dan een getal (plus bijbehorende eenheid, zoals ‘per kWh’) te staan. Te denken valt hier onder meer aan het aantal contracten dat de leverancier met stroomgebruikers heeft afgesloten, de hoogte van de verzekeringspremie, de door ACM verwachte day-ahead prijs voor elk uur, de voor elk uur door de leverancier ingekochte stroom op de termijnmarkt en de prijs daarvan. Andere factoren zijn voor aanvang van het contractjaar nog niet bekend en zijn in de formule dus slechts een symbool. Hierbij gaat het onder meer om de werkelijke day-ahead prijs voor elk uur en het werkelijke stroomgebruik in elk uur van de klanten van de leverancier tezamen. Op basis van

deze formule kan dan een tweede formule worden gemaakt, die aangeeft hoe het speciale risico voor de leverancier van de diverse factoren afhangt.

Vervolgens kan de leverancier deze formule, met een bijbehorend verhaal, aan de markt voorleggen met de vraag welke premie marktpartijen vragen om het speciale risico af te dekken. Het zal dan blijken dat marktpartijen een aanbod zullen doen om dit speciale risico tegen een zeer lage premie bij de leverancier weg te nemen. De reden dat de premie zo laag is, is de volgende. Andere elektriciteitsleveranciers hebben eveneens te maken met het speciale risico. Daarbij vallen de speciale risico's van de verschillende leveranciers volledig tegen elkaar weg (omdat, als gezegd, het speciale risico gelijk zou zijn aan nul indien er slechts één leverancier was). Het overnemen van het speciale risico van één enkele leverancier komt dus neer op het overnemen van iets dat eigenlijk waardevol is, omdat het gebruikt zou kunnen worden om de speciale risico's van andere leveranciers te verlagen. Dat maakt de premie laag.

Hiermee zij niet gezegd dat de hier beschreven procedure daadwerkelijk moet worden gevolgd. Wat wel gezegd wordt is het volgende. Indien het speciale risico, ondanks het eerdere betoog, voor een enkele leverancier toch groot is, dan is het voor deze leverancier mogelijk om (indien hij dit wenst) het speciale risico tegen een zeer lage premie af te dekken, via bijvoorbeeld transacties op de termijnmarkt voor stroom en/of transacties op andere markten. De uiteindelijke reden dat dit mogelijk is, is dat een risico dat risico's van andere marktpartijen kan neutraliseren, voor de markt in principe een aantrekkelijke risico is.

Samenvattend zijn, ook als consumenten een niet-gemiddeld gebruikspatroon hebben, de risico's van dynamische contracten met verzekering voor de leveranciers niet problematisch.

3.5 Welvaartseffecten

Bij een normaal dynamisch contract is de consumentenprijs elk uur gelijk aan de day-ahead prijs. Die laatste prijs is in principe gelijk aan de marginale kosten van de stroom (zoals een dag eerder door de markt verwacht). Doordat de consumentenprijs dus gelijk is aan de marginale kosten, wordt de hoeveelheid consumptie en productie in elk uur Pareto-efficiënt (afgezien van externe effecten en onverwachte ontwikkelingen op de laatste dag, die we hier vergeten). Bij een dynamisch contract met verzekering geldt hetzelfde, maar in wat mindere mate.

Stel bijvoorbeeld dat mensen met een dynamisch contract na afloop van het jaar een korting krijgen ter waarde van x procent van de inkoopkosten van hun stroom. De kWh-prijs die ze in elk uur inclusief korting betalen, ligt dan x procent onder de marginale kosten. Hierdoor worden ze, vanuit het oogpunt van welvaartsmaximalisatie, te weinig gemotiveerd om stroom te besparen. Als mensen daarentegen een toeslag moeten betalen, komt de prijs inclusief toeslag boven de marginale kosten te liggen. Hierdoor heeft men dus een motivatie om het gebruik verder terug te dringen dan tot aan het Pareto-optimum. Ook dit is niet optimaal.

Hierbij past meteen een kanttekening. Voor een klant is het, zeker in de eerste maanden van het jaar, vaak moeilijk te voorspellen of er na afloop van het jaar een korting of een toeslag komt, en de hoogte daarvan zal zelfs tegen het eind van het jaar nog niet precies te voorspellen zijn. Omdat het bovendien tijd en moeite kost om nuttige voorspellingen te maken, zullen veel klanten gedurende minimaal een belangrijk deel van het jaar weinig rekening houden met de korting of toeslag. Al met al is het hier besproken probleem dus beperkt. De conclusie dat een

dynamisch contract de welvaart verhoogt door in elk uur de prijzen gelijk te maken aan de marginale kosten, blijft dus ook met de verzekering in belangrijke mate geldig.

Hierbij zij opgemerkt dat het besproken probleem zich, als eerder uitgelegd, ook voordoet bij de hedging-constructie van Borenstein (2025). Een verschil is dat er bij Borenstein na afloop van elke maand al een korting of toeslag komt, die dan betrekking heeft op de stroomkosten van die maand. De korting of toeslag is daardoor beter te voorspellen tijdens het stroomgebruik waarvoor de korting of toeslag geldt, mede omdat het, vanwege de seizoensinvloeden, in sommige maanden al bij voorbaat praktisch zeker is dat er voor die maand een korting dan wel toeslag komt. Daardoor is het probleem bij de Borenstein-constructie mogelijk iets groter dan bij het voorstel uit paragraaf 2, maar of dit echt belangrijk is blijft zeer de vraag.

4. Conclusie

Een dynamisch contract met aanvullende verzekering biedt consumenten die een gemiddeld gebruikspatroon hebben, over een heel jaar gerekend, dezelfde zekerheid over de gemiddelde kWh-prijs als een vast contract voor een jaar. Voor andere consumenten blijft er in principe nog wat extra prijsrisico over. Echter, dit risico zal, volgens een redelijke hypothese (die door statistisch onderzoek nog bevestigd of weerlegd kan worden), hooguit tot een verlies of een winst van enkele tientjes per jaar leiden. Het lijkt daarom niet nodig dit risico via nog een extra verzekering weg te werken, hoewel dat wel zou kunnen. Al met al kan een dynamisch contract met verzekering, over een jaar gerekend, iedereen praktisch dezelfde zekerheid bieden over de gemiddelde stroomprijs bieden als een vast contract.

Tegelijkertijd blijft de stimulans om gebruik naar goedkope uren te verschuiven grotendeels intact. Hierdoor wordt een dynamisch contract ook bereikbaar voor mensen die weinig risico kunnen dragen, zodat ook deze mensen de mogelijkheid kunnen krijgen om geld te verdienen via verschuivingen in het gebruik.

Een dynamisch contract met verzekering is voor mensen met een gemiddeld gebruikspatroon praktisch even duur als een vast contract. Echter, door de verschuivingen in het gebruik naar goedkope uren waartoe een dynamisch contract aanzet, zal de meerderheid van de consumenten een gunstiger gebruikspatroon ontwikkelen dan het gebruikspatroon dat vóór deze verschuivingen het gemiddelde patroon was. Dat betekent dat een dynamisch contract, met eventueel een verzekering, de meerderheid van de consumenten financieel voordeel biedt. Voor een minderheid zal een ander contract het voordeligst blijven.

De elektriciteitsleverancier hoeft bij een dynamisch contract met verzekering niet meer risico hoeft te lopen dan bij een vast contract, en is financieel even goed uit.

Er zijn andere instrumenten die mensen met een dynamisch contract meer prijszekerheid bieden zonder dat de stimulans om consumptie naar goedkope uren te verschuiven (sterk) vermindert. Vooral de hedging-constructie van Borenstein (waarop de hier voorgestelde verzekering deels is gebaseerd) en twee constructies met een basishoeveelheid zijn interessant. Echter, deze instrumenten bieden, zeker in jaren waarin het stroomgebruik veel hoger is dan verwacht (bijvoorbeeld door een strenge winter), onvoldoende zekerheid over de gemiddelde

kWh-prijs. De hier voorgestelde verzekering biedt ook in zulke jaren volledige zekerheid over die gemiddelde prijs. Mede hierdoor lijkt deze verzekering beter dan de alternatieven.

Literatuur

Borenstein, S. (2005). Time-varying retail electricity prices: Theory and practice. *Electricity deregulation: choices and challenges*, 4, 317-356.

Gerlagh, Reyer (2023), Transitie vergt dynamische energiecontracten met meebewegend prijsplafond. *Economisch Statistische Berichten*, 21 december.

Hinchberger, A. J., Jacobsen, M. R., Knittel, C. R., Sallee, J. M., & van Benthem, A. A. (2024). *The Efficiency of Dynamic Electricity Prices* (No. w32995). National Bureau of Economic Research.

Nijs, S. den, en M. Thissen (2024) Duurder gas drukt de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie. *Economisch Statistische Berichten*, 5 september.

Bijlage bij de Appendix. Niet door de verzekering afgedekte prijsrisico's

Zoals in de Appendix uitgelegd, leveren anders dan verwachte prijzen op individuele uren een niet door de voorgestelde verzekering afgedekt risico op voor huishoudens met een niet-gemiddeld gebruikspatroon (dus een gebruikspatroon anders dan Q). Deze bijlage gaat wat verder op dit risico in. Daarbij gaat het slechts om een analyse die tot een redelijke hypothese leidt, welke door verder onderzoek bevestigd of weerlegd kan worden.

Zoals in de Appendix ook is uitgelegd, leiden anders dan verwachte prijzen tot meevallers in een deel van de 8760 uren van het jaar en tot tegenvallers in andere uren, waarbij de meevallers de tegenvallers in minimaal sterke mate compenseren. De vraag is nu hoeveel er niet gecompenseerd wordt.

We kijken daarvoor naar een huishouden dat per jaar 2550 kWh gebruikt, dus gemiddeld 0,29 kWh per uur. Dit is gelijk aan het gemiddelde gebruik van alle Nederlandse huishoudens ([CBS](#), geraadpleegd op 28-11-2025). Daarbij zij opgemerkt dat een gemiddeld huishouden normaal gesproken geen elektrische auto of all-electric warmtepomp heeft. Als dan op een enkel uur het meergebruik of mindergebruik (als gedefinieerd in de Appendix) van het genoemde huishouden 2 kWh is, dan is dat veel. Het kan echter wel, bijvoorbeeld als men gedurende een daluur zowel een oude wasmachine als een oude vaatwasmachine aan heeft staan. Op vele andere uren echter zal het meergebruik of mindergebruik van dit gemiddelde huishouden lager zijn dan 2 kWh, en soms (bijna) nul.

De volgende vraag is hoeveel de werkelijke prijs op een uur kan afwijken van de verwachte prijs. Om deze vraag te beantwoorden, worden eerst enkele algemene feiten gegeven. Eén: in 2024 was de gemiddelde kWh-prijs voor alle huishoudens (exclusief de vaste energiebelasting en de BTW daarop maar inclusief de rest van de BTW) 17,1 eurocent ([CBS](#), geraadpleegd op 2-11-2025). Twee: de vlak voor het jaarbegin gemaakte schatting van de kWh-prijs op een bepaald uur in dat jaar, kan sterk afwijken van (zowel de geschatte als de werkelijke) gemiddelde kWh-prijs over het hele jaar. Zo zal de vlak voor het begin van 2026 geschatte kWh-prijs voor 3 juli 2026 tussen 11.00 en 12.00 uur, veel lager zijn dan de gemiddelde geschatte kWh-prijs in 2026. Dit omdat de geschatte vraag tijdens dit uur laag is, en omdat er dit uur, op basis van het weer op 3 juli in voorgaande jaren, een aanzienlijk aantal minuten met grote zonnekracht wordt verwacht. De verwachte prijs voor een avonduur in december 2026 ligt juist veel hoger dan de gemiddelde geschatte prijs over 2026, omdat voor zo'n uur altijd een hoge vraag wordt verwacht en er zeker geen zon zal zijn.

Aanbieder van dynamische contracten [ANWB](#) geeft interessante informatie over de prijs op de day-ahead markt. Deze prijs is gelijk aan de consumentenprijs bij dynamische contracten (exclusief de vaste energiebelasting en de BTW daarop, inclusief de rest van de BTW) minus de vaste opslag per kWh voor de leverancier. In 2024 waren er vijf uren waarin de prijs tussen de -18 cent en -20 cent lag, en geen enkel uur met een nog lagere prijs. Verder waren er twaalf uren met een prijs tussen -18 cent en -10 cent, en vijftig uren met een prijs tussen -10 cent en -5 cent. De meeste van deze lage prijzen werden genoteerd in uren omstreeks het midden van de dag in het voorjaar of de zomer, en de rest in nachtelijke uren na twaalfen (waarin de vraag normaliter laag is, en er soms een groot aanbod van windenergie kan zijn). Het ging hier dus altijd om uren waarin de verwachte prijs al onder de gemiddelde kWh-prijs voor het hele jaar lag. Aan de andere kant van het spectrum was er één uur met een prijs hoger dan 100 cent, drie uren met prijzen tussen 75 en 100 cent, twaalf uren met prijzen tussen 50 en 75 cent, en negen uren met prijzen tussen 40 en 50 cent. De ANWB zeg hierover verder niets, maar vermoedelijk werden deze prijzen genoteerd in uren waarin de verwachte prijs toch al bovengemiddeld was.

Het voorgaande overziende, lijkt het redelijk te stellen dat het hier besproken gemiddelde huishouden, als het erg veel pech heeft, op één enkel uur in het jaar een niet door de verzekering gedekt verlies lijdt van iets meer dan 100 cent. Hierbij kan worden gedacht aan een uur met een meergebruik van ongeveer 2 kWh bij een prijs die ruim 50 cent boven de verwachting ligt. Dit huishouden zal op vele uren in het jaar een meergebruik of mindergebruik hebben, waarbij het totale meergebruik gelijk is aan het totale mindergebruik. Op elk van deze uren kan een niet door de verzekering gedekt verlies of een niet door de verzekering geneutraliseerde winst ontstaan, vanwege een hogere of lagere prijs dan verwacht. Elk uur is de kans op verlies ongeveer even groot als de kans op winst. Daarbij zullen de winsten en verliezen in een individueel uur in het algemeen veel lager zijn dan 100 cent. 30 cent winst of verlies in een uur komt, gezien het bovenstaande, waarschijnlijk ook al niet vaak voor; het is waarschijnlijk dat het bedrag meestal aanzienlijk lager is dan 30 cent.

Over het hele jaar zullen de tegenvallers die op vele uren ontstaan, minimaal grotendeels worden gecompenseerd door meevallers op vele andere uren. Per saldo kan er dus slechts een beperkt verlies, of een beperkte winst, ontstaan. Alle bovenstaande cijfers overziende, is het een redelijke hypothese dat het eventuele verlies en de eventuele winst hoogstwaarschijnlijk niet hoger zal zijn dan enkele tientjes.

