

**Impact van ToU-nettarief
op thuisbatterijen,
elektrische auto's en
netcongestie**



Impact van ToU-nettarief op thuisbatterijen, elektrische auto's en netcongestie

Dit rapport is geschreven door:
Lucas van Cappellen, Charley Bakker, Michiel Bongaerts

Delft, CE Delft, oktober 2024

Publicatienummer: 24.230501.045

Opdrachtgever: Alliander

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Lucas van Cappellen (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Ten geleide - Alliander	3
	Samenvatting	4
1	Inleiding	8
	1.1 Aanleiding	8
	1.2 Mogelijk ontwerp Time-of-Use-nettarief	8
	1.3 Doel en onderzoeksvragen	10
	1.4 Afbakening	10
2	Businesscase thuisbatterijen	11
	2.1 Conclusies businesscase thuisbatterij	11
	2.2 Methode businesscase thuisbatterij	13
	2.3 Resultaten businesscase met en zonder ToU-nettarief	14
3	Laadgedrag en kosten elektrische voertuigen en thuisbatterij	20
	3.1 Conclusies impact van ToU-nettarieven op laadgedrag elektrische voertuigen en thuisbatterijen en totale elektriciteitskosten	20
	3.2 Verschuiving laadprofiel EV met ToU-nettarief	20
	3.3 Resultaten EV en huishouden 2030	21
	3.4 Resultaten huishouden met EV en thuisbatterij 2030	23
4	Effect van ToU-nettarief op netbelasting MSR-stations	24
	4.1 Conclusies impact op MSR-netbelasting	25
	4.2 Effect elektrificatie op MSR (zonder prijssturing)	26
	4.3 Effect prijsgestuurd laden van elektrische voertuigen	27
	4.4 Effect prijsgestuurd laden elektrische auto en thuisbatterij	29
5	Referenties	33
A	Aannames	34
	A.1 Vaste energieprijzen en energiebelasting	34
	A.2 Salderingsregeling en teruglevertarieven	34
	A.3 Day-aheadmarkt	35
	A.4 Vrijwillige onbalansmarkt	36
	A.5 ToU-nettarieven	36
	A.6 Methode businesscase thuisbatterijen	37
	A.7 Methode energiekosten	39
	A.8 Methode MSR-stations	39



Ten geleide - Alliander

Naar aanleiding van de motie van lid Erkens (35 594 Nr. 38), heeft het ministerie van Economische Zaken en Klimaat de combinatie CE Delft & Witteveen+Bos een onderzoek laten uitvoeren naar 'kansen, knelpunten en beleidsaanbevelingen voor buurt- en thuisbatterijen'. De vraag welke rol buurt- en thuisbatterijen kunnen spelen in netcongestie en welk beleid daarin werkzaam is om de markt voor deze opslag beter van de grond te laten komen staat hierin centraal.

Het onderzoek door CE Delft & Witteveen+Bos laat zien dat er nauwelijks een businesscase is voor buurt- en thuisbatterijen. Het beste verdienpotentieel ontstaat door inzet op de landelijke onbalansmarkten. Deze inzet helpt in het algemeen echter niet de netcongestie in de distributienetten. Het is zelfs waarschijnlijk dat deze congestie toeneemt door deze inzet naarmate er meer buurt- en thuisbatterijen komen. Een van de beleidsvoorstellen in het onderzoek is de invoering van een alternatief nettarief dat een additionele businesscase geeft om batterijen netbewust en daarmee ter voorkoming van congestie in te zetten. In de visie van Alliander op de ontwikkeling van het energiesysteem is het essentieel dat huishoudens handelingsperspectief krijgen om te verduurzamen en dat hun businesscase voor flexibiliteit verbetert. Daartoe zien we een grote rol voor een meer divers aanbod aan transportrechten en -producten, met een aangepaste tariefstelling die bijdraagt aan deze doelen. Een aangepaste tariefstelling geeft immers een onafhankelijk stabiel langjarig verdienmodel om de businesscase voor investering in flexibiliteit rond te krijgen. We zijn van mening dat het stelsel van nettarieven hiermee een essentieel instrument is om de opschaling van flexibiliteit aan te jagen. Daarnaast is de diversificatie in nettarieven nodig om een meer rechtvaardige kostenverdeling van het veranderende energiesysteem te bewerkstelligen.

Het door CE Delft & Witteveen+Bos uitgevoerde onderzoek geeft een goede basis om het effect van een alternatief kleinverbruikerstarief op de businesscase en netcongestie van thuisbatterijen te onderzoeken. Alliander heeft daarom CE Delft gevraagd de analyses van dit onderzoek te herhalen met een alternatief nettarief. We hebben hierbij gekozen voor een zogenaamd Time of Use (ToU) nettarief waarbij de prijs voor transportcapaciteit in de tijd varieert. Deze systematiek sluit goed aan bij de systematiek van de dynamische energieprijzen. Het onderzochte alternatieve nettarief is een fictief maar realistisch nettarief voor het jaar 2030.

Doel van onze opdracht is een verkenning te doen van de primaire effecten van een dergelijke tariefsystematiek. Hoe zal het ToU-nettarief het gedrag van netgebruikers beïnvloeden? Ook in de context van steeds meer volatiele elektriciteitsprijzen naar 2030 toe? Wat zijn de effecten verdienmodel van thuisbatterijen, laden van elektrische voertuigen, en de daaruit resulterende benodigde netcapaciteit?

Dit rapport geeft belangrijke inzichten op deze vraagstukken. We denken te zien dat onze veronderstellingen bevestigd worden dat een tijdsafhankelijk nettarief positief bijdraagt aan een systeemvriendelijker inzet van flexibiliteit en een verbetering van de businesscase er van. Wij danken de onderzoekers van CE Delft voor de inzichten die dit rapport geeft over de effecten van een tijdsafhankelijk nettarief. We bespreken deze inzichten met onze sectorpartners, consumentenorganisaties en overheden om te komen tot een verbeterd nettarief, passend bij een duurzaam energiesysteem.

Samenvatting

Aanleiding en doel onderzoek

In deze verkennende studie onderzoeken we de impact van een tariefmodel voor kleinverbruikers met een Time-of-Use (ToU-)systematiek. Hierbij bepalen we het effect op de energiekosten en -baten van thuisbatterijen en elektrische auto's (EV) en het effect op het lokale elektriciteitsnet.

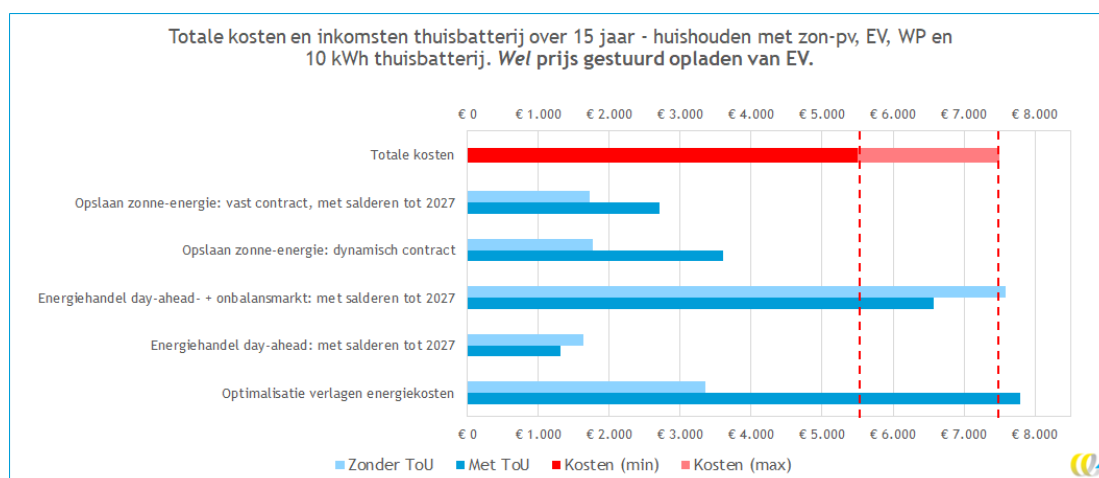
In het gehanteerde ToU-tariefmodel worden de huidige vaste nettarieven (capaciteitstarief) vervangen door een tarief per afgenomen kWh, waarbij op vaste momenten per dag het tarief per kWh varieert. Het tarief is laag als er weinig netbelasting is voor afname (overdag en 's nachts) en hoog als er veel elektriciteitsvraag is ('s ochtends en 's avonds). Het ToU-nettarief heeft twee primaire doelstellingen: beter aansluiten bij het kostenveroorzakingsprincipe en een prikkel creëren voor efficiënt(er) netgebruik. Voor de doorrekeningen hanteren we een mogelijke vormgeving van het nettariaf uit een studie van Berenschot (2024).

Effect ToU-nettarief op businesscase thuisbatterij

Uit de businesscasemodellering van een 10 kWh-thuisbatterij blijkt dat een ToU-nettarief een positief effect heeft op de inkomsten uit de thuisbatterij. Het ToU-nettarief leidt tot hogere kosten voor elektriciteitsafname van het net, waardoor de thuisbatterij meer kosten kan besparen. In de situatie met een ToU-nettarief is de terugverdientijd van een thuisbatterij, met het optimaliseren van de energiekosten middels een dynamisch energiecontract, zo'n tien tot vijftien jaar (Figuur 1). Deze optimalisatie omvat het opslaan van eigen zonne-energie, laden op momenten dat elektriciteit voordelig is en de opgeslagen energie zelf gebruiken, of verkopen op momenten dat elektriciteit duur is.

De thuisbatterij kan daarnaast ook handelen op de onbalansmarkt, aangevuld met de day-aheadmarkt. Er is veel onzekerheid over de prijsontwikkeling op de onbalansmarkt, maar afhankelijk van de prijsontwikkeling is een rendabele businesscase mogelijk. Door het ToU-nettarief wordt energiehandel echter onaantrekkelijker, omdat het ToU-nettarief de kosten voor elektriciteitsafname van het net hoger maakt. Hierdoor wordt handelen op de energiemarkt ook minder rendabel. De terugverdientijd van de thuisbatterij met de verwachte prijsontwikkeling is twaalf tot achttien jaar en de inkomsten nemen met ongeveer 20% af.

Figuur 1 - Resultaten businesscase thuisbatterij voor huishouden met zon-pv, warmtepomp en elektrische auto, zonder en met ToU-nettarief



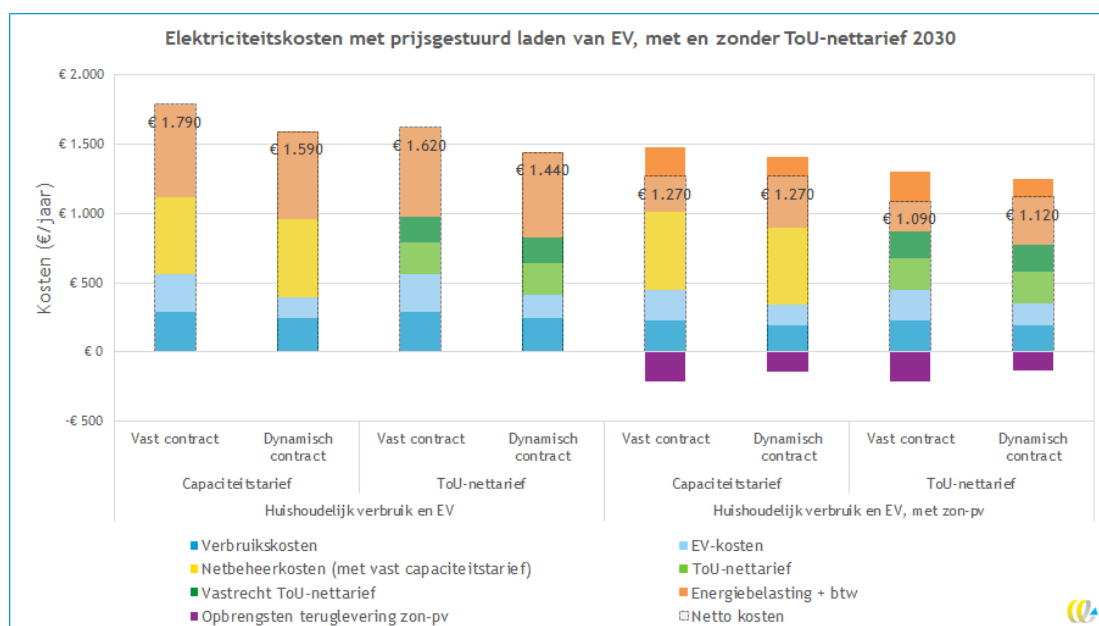
In de berekeningen wordt de salderingsregeling alleen voor de eerste drie jaar (2024 t/m 2026) meegenomen. Vanaf 2027 nemen we aan dat zowel de salderingsregeling als de teruglevertarieven komen te vervallen.

Effect ToU-nettarief op elektriciteitskosten huishouden, EV en thuisbatterij

Met de introductie van een ToU-nettarief betaalt een gemiddeld huishouden met een elektrische auto (EV) in 2030 meer elektriciteitskosten als de EV niet prijsgestuurd laadt. Dit komt doordat een huishouden met EV relatief veel elektriciteit afneemt van het net, waardoor ook de totale ToU-kosten hoger uitkomen dan bij een vast capaciteitstarief. Met sturing op de uurlijkse elektriciteitsprijzen kunnen de elektriciteitskosten sterk afnemen door op goedkope momenten te laden. Dit effect wordt versterkt door de introductie van een ToU-nettarief. Met prijsgestuurd laden zal een huishouden in 2030 met de gehanteerde ToU-tarieven in totaal € 150 tot € 180 per jaar minder elektriciteitskosten betalen dan met het huidige capaciteitstarief (zie Figuur 2). Met de invoering van een ToU-nettarief ontstaat er een extra financiële prikkel om een EV prijsgestuurd te laden.

Voor huishoudens met een elektrische auto en thuisbatterij die beiden prijsgestuurd laden, zijn de jaarlijkse elektriciteitskosten met een ToU-nettarief € 230 lager ten opzichte van de situatie met een vast capaciteitstarief. Dit komt doordat beiden kunnen laden op goedkope momenten en doordat een thuisbatterij extra stroom kan leveren aan de woning wanneer de energiekosten voor afname van het net hoger zijn. Merk op dat een huishouden hiervoor wel eerst moet investeren in een thuisbatterij en een energiemanagementsysteem.

Figuur 2 - Elektrischekosten met een EV die prijsgestuurd laadt, voor vaste netbeheerkosten en ToU-nettarief in 2030



Twee typen huishouden zijn weergegeven: met en zonder zon-pv. Opbrengsten vanuit zonne-energieopwekking zijn weergegeven als ‘negatieve kosten’. De netbeheerkosten bestaan uit vastrecht net, capaciteitstarief, periodieke aansluitvergoeding en meterhuur. Deze kosten zitten impliciet in het ToU-nettarief.

We concluderen dat (met prijsgestuurd laden) de nettarieven voor huishoudens met elektrische auto’s, thuisbatterijen en/of zonnepanelen significant lager zijn dan het huidige capaciteitstarief. Dit is mogelijk een indicatie dat de gehanteerde ToU-nettarieven in deze studie te laag zijn om de benodigde (on)kosten van de netbeheerder te dekken.

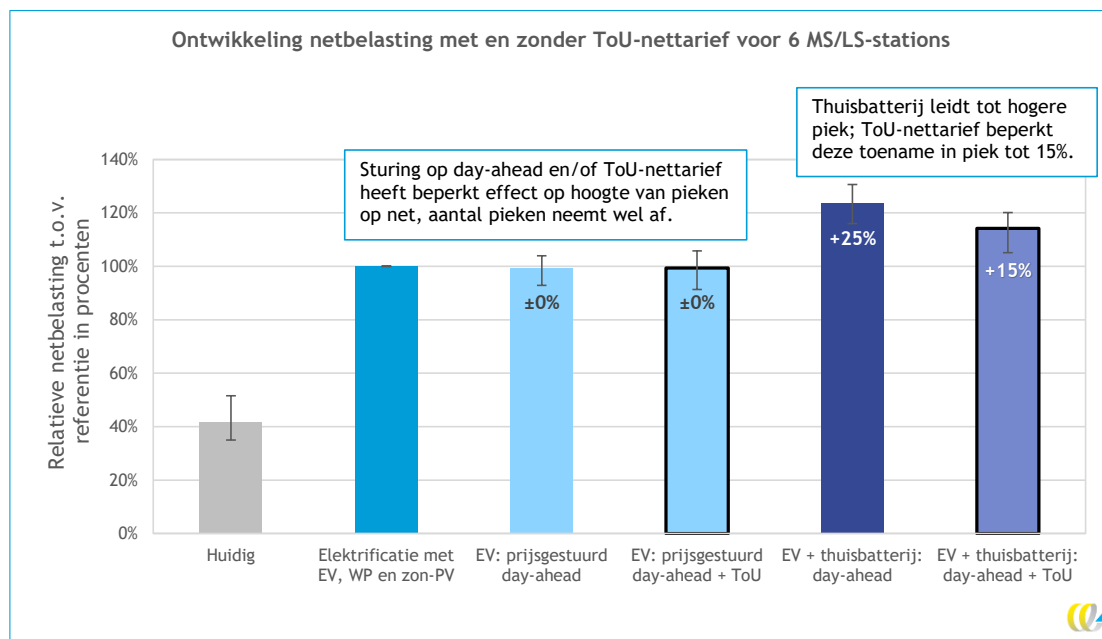
Effect ToU-nettarief op netbelasting thuisbatterij en elektrische auto

In deze studie berekenen we de netbelasting door voor zes wijken in een situatie die 2030 benadert (33% additionele elektrische auto’s, zon-pv en warmtepompen). Hiervoor bepalen we het effect voor warmtepompen, elektrische auto’s en thuisbatterijen in relatie met dynamische energiecontracten en een ToU-nettarief. Dit is gevisualiseerd in Figuur 3 en we concluderen:

- De netbelasting neemt sterk toe als 33% van de woningen additioneel zon-pv, warmtepompen en EV’s neemt; namelijk +150% ten opzichte van de huidige netbelasting.
- Als deze elektrische auto’s allemaal gaan laden op de goedkoopste momenten met een dynamisch energiecontract, blijft de netbelasting gelijk; de elektrische auto’s gaan wel meer gelijktijdig laden, maar doen dit vooral op momenten dat de netbelasting minder hoog is door huishoudelijke vraag en warmtepompen.
- Als 10% van de huishoudens ook een thuisbatterij neemt om met de thuisbatterij hun energiekosten te verlagen en te handelen op de day-aheadmarkt, neemt de netbelasting met 25% toe. Een ToU-nettarief kan deze additionele netimpact verminderen tot +15%; oftewel een piekreductie van zo’n 8%.
- Uit de analyses blijkt dat de piekbelasting op het lokale net afhankelijk is van de hoeveelheid flexibel vermogen; als het flexibele vermogen toeneemt worden de gelijktijdige pieken tijdens het afnemen van stroom op de goedkope momenten hoger dan de pieken van het standaard huishoudelijk verbruik. Een ToU-nettarief kan die netimpact

en het aantal pieken reduceren. De totale piekreductie is 0 tot 10%, wat betekent dat in sommige gebieden netverzwaring uitgesteld kan worden, maar het effect op de totale groei in netbelasting is wel beperkt.

Figuur 3 - Ontwikkeling van gemiddelde netbelasting met en zonder ToU-nettarief. De weergegeven waarde is de gemiddelde netbelasting van de 6 MSR's en de onzekerheidsbalk de minimale en maximale verandering van de 6 MSR's uitgedrukt in procenten ten opzichte van de netbelasting zonder prijssturing



1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Door de toename van de productie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen zoals zonnepanelen en elektriciteitsvraag met warmtepompen en elektrische auto's stijgt de belasting op het elektriciteitsnet. Deze applicaties kennen ook een hoge gelijktijdigheid doordat de zon overal schijnt, iedereen zijn auto na werk oplaadt of auto's en batterijen opladen op momenten met een lage stroomprijs. Thuisbatterijen en elektrische auto's uitgerust met slimme software kunnen mogelijk een positieve bijdrage leveren door op andere momenten te laden of te ontladen. Echter blijkt uit onderzoeken van onder andere CE Delft, dat deze applicaties ook een piekverhogend effect kunnen hebben door gelijktijdig te laden op momenten met lage stroomtarieven.

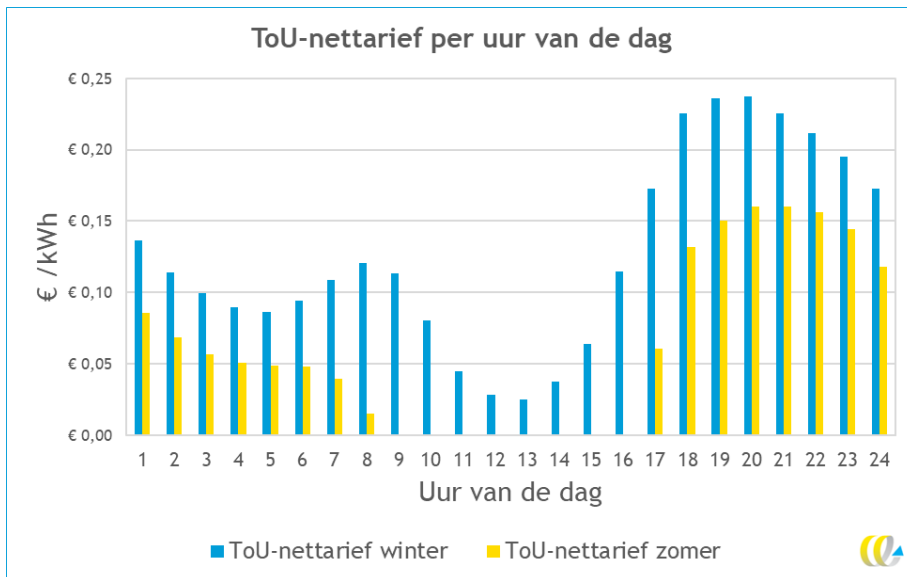
Netbeheerders verkennen een mogelijk model voor een Time-of-Use (ToU-)systematiek als vervanging van het huidige capaciteitstarief. Deze systematiek heeft twee primaire doelstellingen: 1) een beter kostenveroorzakingsprincipe, en 2) een prikkel voor efficiënt(er) netgebruik. Kostenveroorzaking betekent dat huishoudens die resulteren in meer kosten in het elektriciteitsnet, ook meer betalen. Een prikkel voor efficiënt netgebruik betekent dat huishoudens een financiële reden krijgen om het net op bepaalde momenten meer of minder te gebruiken. Deze prijsprikkel heeft ook een effect op de inzet en energiekosten/businesscase van thuisbatterijen en de laadstrategieën van elektrische voertuigen.

1.2 Mogelijk ontwerp Time-of-Use-nettarief

Een ToU-nettarief is een alternatief voor het huidige capaciteitstarief. Waar de consument momenteel een vast bedrag per jaar betaalt voor de netbeheerkosten, zal bij een eventueel ToU-nettarief een bedrag per afgenomen kWh worden betaald. Het tarief zal op typische piekmomenten (tussen 07:00-09:00 en 18:00-21:00 uur) hoger liggen dan op de andere uren in de dag en nacht. Hierdoor ontstaat een prikkel om tijdens de piekuren minder stroom af te nemen en hiermee het net minder te belasten. In Figuur 4 is per uur het ToU-nettarief weergegeven, die is overgenomen van een studie die is uitgevoerd door Berenschot (2024). In dit ontwerp is er ook sprake van een seizoenseffect, waardoor ToU-nettarieven in de zomer lager liggen dan in de winter (zie Figuur 4). Ook geldt er een vrijstelling van het ToU-nettarief voor een energieverbruik van minder dan 0,3 kWh/uur. In andere woorden, alleen voor een verbruik van meer dan 0,3 kWh/uur geldt dus het ToU-nettarief.

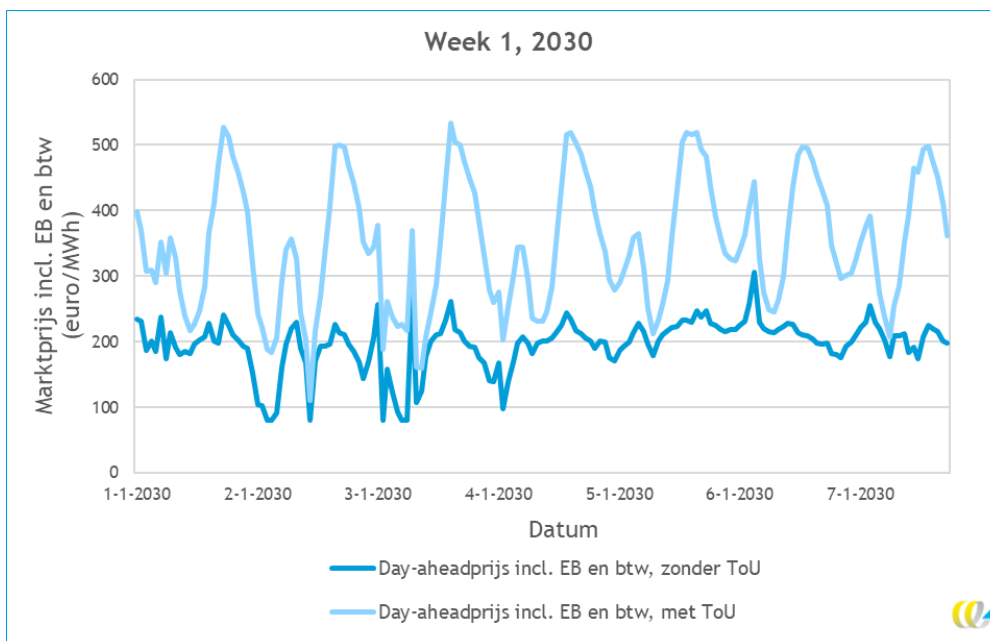
Merk op dat de introductie van het ToU-nettarief een administratieve verandering met zich meebrengt voor huishoudens met een vast energiecontract, omdat hierdoor per uur de energieafname geregistreerd dient te worden, wat niet nodig is in de huidige situatie.

Figuur 4 - Het ToU-nettarief per uur van de dag voor winter en zomer



Voor huishoudens met een dynamisch energiecontract zal het ToU-nettarief de uurlijkse prijs voor afname beïnvloeden. Figuur 5 laat een voorbeeld zien van de day-aheadprijs met en zonder het ToU-nettarief. De verschillen in uurlijkse prijzen worden met het ToU-nettarief groter, waardoor het op goedkope uren nog gunstiger wordt om stroom af te nemen dan op de duurdere uren. Deze versterkte prijsprikkel moet ervoor zorgen dat de lokale netbelasting lager wordt op de piekuren. Daarnaast heeft deze prijsprikkel invloed op de inzet van thuisbatterijen en laadstrategieën van elektrische auto's.

Figuur 5 - Het effect van het ToU-nettarief in combinatie met de day-aheadmarktprijzen in 2030



1.3 Doel en onderzoeksvragen

De hoofdvraag van dit onderzoek is om het effect te bepalen van de prijsprikkel die tot stand komt bij een ToU-nettarief op het laadgedrag van de thuisbatterij en de elektrische auto. Het laadgedrag heeft impact op de businesscase van de thuisbatterij en elektrische auto, maar ook op het spanningsniveau van het MSR-station in de buurt.

Om deze effecten te onderzoeken zijn drie doelen gesteld:

1. Het effect bepalen van het ToU-nettarief op de businesscase van de thuisbatterij. Dit doel omvat het opnieuw uitvoeren van de analyses die eerder zijn uitgevoerd voor het rapport 'Thuis- en buurtbatterijen' (CE Delft & Witteveen+Bos, 2023).
2. Het effect bepalen van het ToU-nettarief op het laadgedrag van elektrische auto's en thuisbatterijen, en de resulterende elektriciteitskosten van verschillende huishoudens.
3. Het bepalen van het effect op de vermogensprofielen van verschillende MSR-stations.

1.4 Afbakening

Laadstrategieën die gebruikmaken van vehicle-to-grid zijn buiten beschouwing gelaten in dit onderzoek. Voor thuisbatterijen geldt wel dat deze zowel elektriciteit van het net kunnen afnemen als kunnen terugleveren. We onderzoeken de businesscase voor inzet op de day-aheadmarkt en de onbalansmarkt. Er wordt gerekend aan één variant van het ToU-tarief. CE Delft doet geen correctie op de energieprijzen die mogelijk veranderen door een verminderde energievraag door het ToU-nettarief. Daarnaast rekenen we met zes MSR-stations uit het Liander-gebied.

2 Businesscase thuisbatterijen

De businesscase voor thuisbatterijen is in een eerdere studie onderzocht voor het opslaan van zonne-energie en het acteren op verschillende energiemarkten (CE Delft, 2023b). Het eerste onderzoeksdoel van deze studie is onderzoeken hoe een mogelijk ToU-nettarief doorwerkt op de businesscase van de thuisbatterijen, conform de methodiek van de eerdere studie. Voor de analyses in deze studie hebben we alleen gerekend met een grote thuisbatterij (5 kW, 10 kWh). Dit hoofdstuk omvat:

- conclusies van de businesscase in Paragraaf 2.1;
- methode en aannames in Paragraaf 2.2;
- detailresultaten in Paragraaf 2.3;

2.1 Conclusies businesscase thuisbatterij

De resultaten van de businesscase zijn opgenomen in Figuur 6 t/m Figuur 8.

Opslaan zonne-energie voor zelfconsumptie:

Uit deze resultaten blijkt dat met een ToU-nettarief de totale inkomsten over vijftien jaar (de geschatte levensduur van de thuisbatterij) voor het opslaan van eigen zonne-energie lager zijn dan de totale kosten van de thuisbatterij. In vergelijking met de situatie met het huidige capaciteitstarief zijn deze inkomsten hoger. Dat komt doordat het ToU-nettarief de gemiddelde prijs per afgenomen kWh van het elektriciteitsnet verhoogt, waardoor het opslaan van zonne-energie en later zelf gebruiken een groter financieel voordeel heeft.

Energiehandel day-aheadmarkt:

De opbrengsten voor handelen op de day-aheadmarkt worden door het ToU-nettarief verlaagd. Door het ToU-nettarief worden de elektriciteitsprijzen voor afname sterk verhoogd, waardoor er gedurende het jaar er nog weinig uren zijn waarop energie goedkoper kan worden ingekocht dan worden verkocht. Alhoewel er ook geen positieve businesscase is voor handel op de day-aheadmarkt met het huidige capaciteitstarief, verslechtert deze businesscase door de introductie van een ToU-nettarief.

Energiehandel onbalansmarkt:

Op de onbalansmarkt kunnen doorgaans hogere rendementen worden behaald dan op de day-aheadmarkt doordat de prijzen veel hoger zijn. In deze studie hebben we de opbrengsten berekent voor een thuisbatterij die oplaadt op de day-aheadmarkt, en ontladst op de onbalansmarkt voor de situatie met en zonder ToU-nettarief. Uit deze resultaten blijkt dat voor de situatie met het vaste capaciteitstarief de terugverdientijd korter dan of gelijk is aan vijftien jaar, waardoor deze businesscase positief is. Voor de situatie met het ToU-nettarief wordt de terugverdientijd langer, en afhankelijk van de aanschafprijs is de businesscase positief of negatief. Hier geldt dat het ToU-nettarief de inkomsten vermindert ten opzichte van de situatie met vaste netbeheerkosten, wat een gevolg is van de verhoogde prijs per afgenomen kWh.

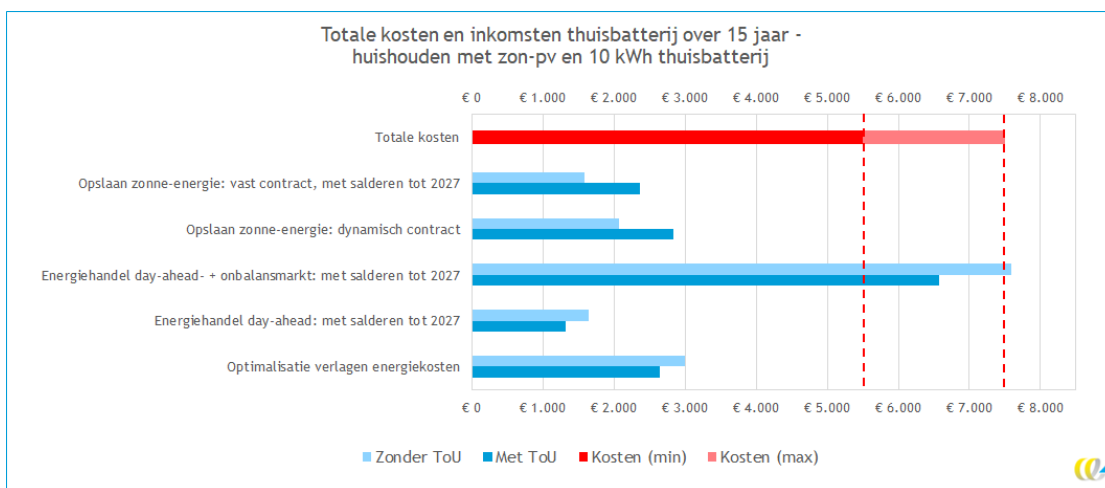
Optimalisatie energiekosten:

Door de thuisbatterij op te laden op momenten met goedkope stroom, en op momenten van dure stroom de opgeslagen energie te gebruiken voor de elektriciteitsvraag, kan een financieel voordeel behaald worden. Het ToU-nettarief heeft een positief effect op deze businesscase, doordat het ToU-nettarief de verschillen tussen momenten met goedkope en duurdere stroom vergroot waardoor er een extra kostenbesparing valt te behalen als de

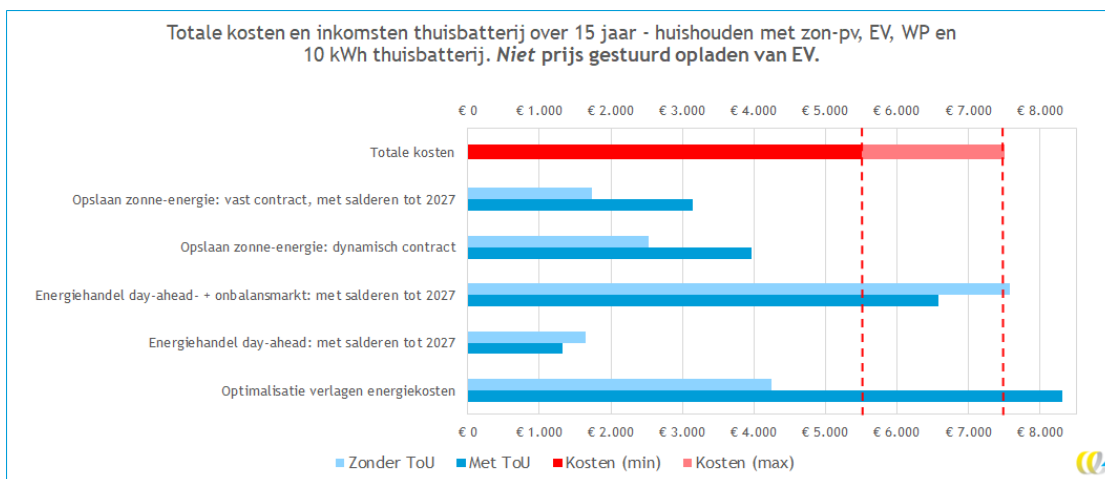
thuisbatterij op goedkope momenten oplaadt, en ontladst op momenten wanneer de stroom duur is. Dit voordeel is groter voor huishoudens die sterk geëlektrificeerd zijn, waardoor er een positieve businesscase ontstaat voor de thuisbatterij.

De opbrengsten van de thuisbatterij zijn ook hoger voor de situatie dat de EV niet prijs-gestuurd laadt. Hieruit kunnen we ook concluderen dat de opbrengsten van de thuisbatterij groter zullen zijn naarmate er meerdere 'domme elektrische apparaten' aanwezig zijn, zolang de thuisbatterij wel slim ingezet wordt.

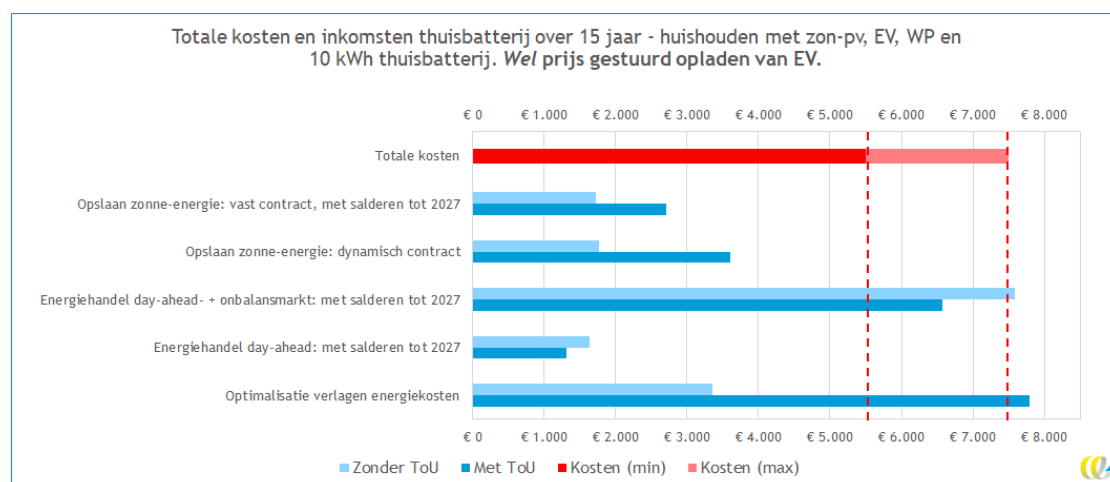
Figuur 6 - Resultaten businesscase voor huishouden met zon-pv met een grote thuisbatterij



Figuur 7 - Resultaten businesscase voor huishouden met zon-pv, WP en EV met een grote thuisbatterij; niet prijsgestuurd opladen van EV



Figuur 8 - Resultaten businesscase voor huishouden met zon-pv, WP en EV met een grote thuisbatterij; wel prijsgestuurd opladen van EV



2.2 Methode businesscase thuisbatterij

Het eerste onderzoeksdoel van deze studie is onderzoeken hoe een mogelijk ToU-nettarief doorwerkt op de businesscase van de thuisbatterijen, conform de methodiek van de eerdere studie (CE Delft, 2023b). Voor de analyses in deze studie hebben we alleen gerekend met een grote thuisbatterij (5 kW, 10 kWh).

Het basisidee van de businesscase is om de kosten van de thuisbatterij te vergelijken met de totale baten van de batterij. De aangenomen kosten gebaseerd op batterijen die nu op de markt zijn, en is aangenomen als range van € 5.500-€ 7.500 voor een 10 kWh-thuisbatterij¹. De baten ontstaan doordat de thuisbatterij een verlaging van de energiekosten van het huishouden kan opleveren, of/én additionele inkomsten op energiemarkten. De businesscase is bepaald voor verschillende scenario's met en zonder ToU-nettarief. De onderzochte scenario's qua verdienmodellen zijn:

1. Opslaan en gebruik van eigen zonne-energie met vast energiecontract. We nemen aan dat de salderingsregeling wordt afgeschaft per 2027 en dat de teruglevertarieven per 2027 ook komen te vervallen.
2. Opslaan en gebruik van eigen zonne-energie met dynamisch energiecontract.
3. Energiehandel op day-aheadmarkt met een dynamisch energiecontract (day-aheadmarkt). De modellering van de day-aheadmarkt is gebaseerd op ons PowerFlex-model wat de elektriciteitsprijs per uur modelleert. We nemen de situatie mee waarbij de salderingsregeling en teruglevertarieven per 2027 worden afgeschaft.
4. Energiehandel op de day-aheadmarkt plus onbalansmarkt: de inzet van een thuisbatterij op de onbalansmarkt wordt nu nog niet toegepast in Nederland maar is wel mogelijk. We bepalen hierbij het potentieel. We nemen de situatie mee waarbij de salderingsregeling en teruglevertarieven per 2027 worden afgeschaft.
5. De optimale businesscase met een dynamisch contract voor het opslaan van eigen zonne-energie.

¹ [Thuisbatterij capaciteit: info over 5 kWh, 10 kWh, 20 kWh \(zonneplan.nl\)](https://www.zonneplan.nl)

Merk op dat de jaarlijkse opbrengsten van de thuisbatterij voor Businesscase 1, 2 en 5 worden bepaald door de jaarlijkse kosten die een huishouden zonder thuisbatterij maakt te vergelijken met de kosten als dat huishouden de thuisbatterij wel heeft. Het verschil tussen deze twee situaties bepaalt de jaarlijkse opbrengst(en).

De businesscase voor thuisbatterijen voor de eerder genoemde scenario's, is berekend voor drie typen huishoudens:

1. Een huishouden met zon-pv en standaard huishoudelijk verbruik.
2. Een huishouden dat sterk geëlektrificeerd is; met zon-pv, huishoudelijk verbruik, elektrische auto (EV) en warmtepomp, waarbij de EV **niet** prijsgestuurd oplaadt.
3. Een huishouden dat sterk geëlektrificeerd is; met zon-pv, huishoudelijk verbruik, elektrische auto (EV) en warmtepomp, waarbij de EV **wel** prijsgestuurd oplaadt (dynamisch energiecontract). Prijsgestuurd betekent dat de EV gaat opladen op de goedkope uren tijdens de laadsessie.

In alle gevallen is gerekend met gemiddelden voor zaken als jaarlijks energiegebruik van huishoudens, EV, etc. Voor de typen huishoudens 2 en 3 hebben we gerekend met een laadprofiel dat is verkregen uit de laadprofielgenerator van Elaad (zie Tekstkader 1 en Paragraaf A.6).

Tekstkader 1 - Het laadprofiel en methode 'prijsgestuurd laden'

Het laadprofiel dat is gebruikt voor een huishouden met elektrische auto is afkomstig uit de Elaad-laadprofielgenerator (Elaadnl, 2024). Het gebruikte laadprofiel heeft een jaarlijkse laadvraag van 2.600 kWh/jaar, dat overeenkomt de geschatte jaarlijkse laadvraag voor een elektrische auto die thuis laadt (bottom-upbenadering, (Elaadnl, 2023)).

Voor prijsgestuurd laden nemen we aan dat de EV laadt op het goedkoopste moment in op de day-aheadmarktprijzen in een tijdsblok. De tijdsblokken zijn vastgesteld als een laadvraag overdag van 08:00 tot 18:00 uur en een blok in de avond en nacht van 18:00 tot 08:00 uur. Met een ToU-nettarief blijft de EV laden op het goedkoopste moment. Stel, we hebben een laadbeurt van 33 kWh waarbij de EV laadt met 11 kW, dan zal het prijsgestuurde laadprofiel op de drie goedkoopste uren binnen het tijdsblok laden met 11 kW.

2.3 Resultaten businesscase met en zonder ToU-nettarief

In de volgende paragrafen presenteren we de businesscaseresultaten voor de vijf business-casescenario's met en zonder ToU-nettarief, voor de drie verschillende huishoudens en een EV die wel en niet prijsgestuurd laadt.

2.3.1 Businesscase thuisbatterij: Opslaan zonne-energie

De thuisbatterij kan gebruikt worden voor alleen het opslaan van de zonne-energie die niet direct gebruikt kan worden. In dit geval stuurt de thuisbatterij dus niet op prijssprinkels. Tabel 1 en Tabel 2 tonen de zelfconsumptie van de zon-pv met en zonder thuisbatterij en het overzicht van de energie-uitwisseling met het net. Voor een gemiddeld huishouden is de zelfconsumptie ongeveer 25%. Door een (grote) thuisbatterij te plaatsen neemt het percentage zelfconsumptie toe tot zo'n 60%. Hierdoor hoeft er minder stroom ingevoerd en afgenomen te worden van het net. De netto hoeveelheid afname van het net blijft echter ongeveer gelijk.

Een hoger percentage zelfconsumptie kan worden behaald voor huishoudens die sterker geëlektrificeerd zijn. Dit is het gevolg van het verhoogde elektriciteitsverbruik waardoor ook een groter deel van de directe opwek direct kan worden gebruikt. Met een thuisbatterij wordt dit percentage verder verhoogd tot circa 85%.

Tabel 1 - Hoeveelheid elektriciteit van zon-pv wordt gebruikt zonder en met thuisbatterij van totale productie van 3.500 kWh

Zelfconsumptie zon-pv	Geen batterij		Grote thuisbatterij (10 kWh)	
Huishouden met zon-pv	930 kWh	26%	2.030 kWh	57%
Huishouden met zon-pv, WP en EV Niet prijsgestuurd opladen van EV	1.790 kWh	50%	3.030 kWh	85%
Huishouden met zon-pv, WP en EV, grote batterij Wel prijsgestuurd opladen van EV	1.810 kWh	51%	3.040 kWh	86%

Het is mogelijk dat de eigenschappen afwijken voor specifieke huishoudens of wijken. Het opgesteld vermogen zon-pv en elektriciteitsverbruik is gebaseerd op gemiddeldes die we nu zien en in de toekomst verwachten.

De businesscase voor het opslaan van eigen zonne-energie wordt grotendeels bepaald door de salderingsregeling, teruglevertarieven die energieleveranciers vragen voor het terugleveren van stroom op het net, en de contractvorm dat wil zeggen een vast of dynamisch energiecontract. De resultaten voor de businesscase voor het opslaan van zonne-energie zijn weergegeven in Tabel 2 voor de situaties met en zonder ToU-nettarief. Uit de modellering van alle verschillende varianten blijkt dat de totale inkomsten lager zijn dan de totale kosten. Er is dus geen rendabele businesscase voor alleen het opslaan van zonne-energie. De businesscase voor andere scenario's wordt in de volgende paragrafen onderzocht.

Deze resultaten laten ook duidelijk het effect zien op de inkomsten van de thuisbatterij als het ToU-nettarief zou worden ingevoerd; waar de totale inkomsten een factor anderhalf tot twee keer hoger zijn voor dit situatie met ToU-nettarief. Dit is te verklaren doordat de ToU-nettarief de gemiddelde prijs per afgenomen kWh verhoogt, waardoor het opslaan van eigen zonnestroom een groter financieel voordeel oplevert. Toch is deze besparing op de kosten, dat wil zeggen de opbrengsten, niet voldoende om de totale kosten van de thuisbatterij te kunnen terugverdienen.

Tabel 2 - Overzicht businesscase voor opslaan eigen zonne-energie met en zonder ToU-nettarief*

Scenario	Huishouden	Type netbeheer-kosten	Totale kosten 15 jaar	Geschatte inkomsten over 15 jaar	Terug-verdientijd
Vast energie-contract, met salderingsregeling tot 2027	Huishouden met zon-pv	Capaciteitstarief	€ 5.500-7.500	€ 1.580	> 15 jaar
		Met ToU	€ 5.500-7.500	€ 2.350	> 15 jaar
	Huishouden met zon-pv, WP en EV Niet prijsgestuurd opladen van EV	Capaciteitstarief	€ 5.500-7.500	€ 1.730	> 15 jaar
		Met ToU	€ 5.500-7.500	€ 3.150	> 15 jaar
	Huishouden met zon-pv, WP en EV, grote batterij Wel prijsgestuurd opladen van EV*	Capaciteitstarief	€ 5.500-7.500	€ 1.730	> 15 jaar
		Met ToU	€ 5.500-7.500	€ 2.710	> 15 jaar
Dynamisch energiecontract, geen salderings-regeling	Huishouden met zon-pv	Capaciteitstarief	€ 5.500-7.500	€ 2.060	> 15 jaar
		Met ToU	€ 5.500-7.500	€ 2.830	> 15 jaar
	Huishouden met zon-pv, WP en EV Niet prijsgestuurd opladen van EV	Capaciteitstarief	€ 5.500-7.500	€ 2.530	> 15 jaar
		Met ToU	€ 5.500-7.500	€ 3.960	> 15 jaar
	Huishouden met zon-pv, WP en EV, grote batterij Wel prijsgestuurd opladen van EV	Capaciteitstarief	€ 5.500-7.500	€ 1.770	> 15 jaar
		Met ToU	€ 5.500-7.500	€ 3.610	> 15 jaar

*NB: Ondanks het vaste energiecontract kan de EV wel sturen op het ToU-nettarief.

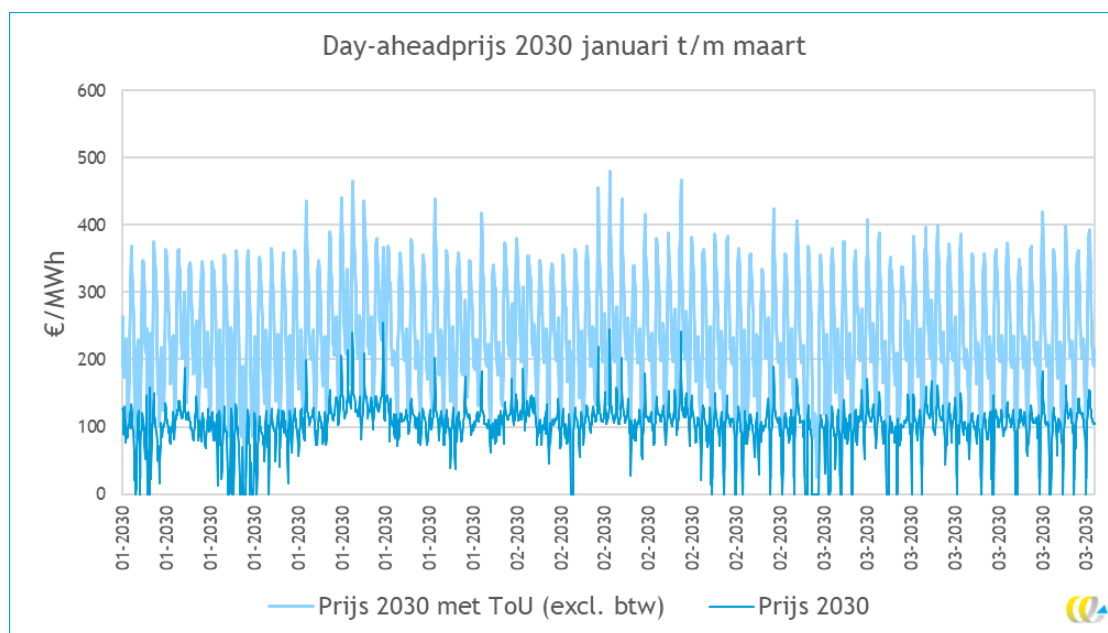
2.3.2 Businesscase thuisbatterij: Energiehandel op de day-aheadmarkt

Een thuisbatterij kan in combinatie met een dynamisch energiecontract geld verdienen door op momenten met lage elektriciteitsprijzen op te laden, en te ontladen op momenten met hoge(re) elektriciteitsprijzen. In Figuur 9 is te zien dat als resultaat van het ToU-nettarief de prijs voor afname voor het grootste deel van het jaar hoger ligt dan de marktprijs. Dit betekent dat er gedurende het jaar er relatief weinig momenten zijn dat de thuisbatterij goedkoper elektriciteit kan inkopen dan verkopen, waardoor de opbrengsten op de day-aheadmarkt beperkt zijn.

Tabel 3 geeft de totale inkomsten en kosten weer voor handel op de day-aheadmarkt. Uit deze resultaten blijkt dat voor zowel de situatie met als zonder het ToU-nettarief de terugverdientijd voor de thuisbatterij meer dan vijftien jaar bedraagt, wat naar verwachting langer is dan de levensduur van de batterij.

We zien dat het ToU-nettarief de inkomsten op de day-aheadmarkt vermindert, wat een gevolg is van de verhoogde kosten voor elektriciteitsafname, en het feit dat er minder momenten zijn dat er goedkoper kan worden ingekocht als verkocht.

Figuur 9 - Een voorbeeld van day-aheadprijzen van het jaar 2030 met en zonder ToU-nettarief van 1 januari tot eind maart; er zijn weinig momenten dat de inkoopprijs, Prijs 2030 met ToU (excl. btw), lager is dan een mogelijke verkoopprijs, Prijs 2030



Tabel 3 - Resultaat businesscase thuisbatterijen voor handel op day-aheadmarkt

Scenario	Type netbeheer-kosten	Totale kosten over 15 jaar	Geschatte inkomsten over 15 jaar	Terugverdientijd
Salderingsregeling tot 2027	Capaciteitstarief	€ 5.500 - 7.500	€ 1.630	> 15 jaar
	Met ToU	€ 5.500 - 7.500	€ 1.320	> 15 jaar

2.3.3 Businesscase thuisbatterij: Energiehandel op de day-aheadmarkt plus onbalansmarkt

De onbalansmarkt is een interessante markt voor batterijen, omdat de prijzen veel hoger zijn. Dit komt doordat er minder technieken zijn die goed kunnen acteren op de onbalansmarkten. Hierdoor kan er meer geld verdiend worden. Een belemmering voor thuisbatterijen is dat ze niet met een normaal energiecontract kunnen deelnemen op onder andere de onbalansmarkten. Potentieel kunnen ze dat wel via een energieleverancier of andere aggregator².

Voor deze studie hebben we de inkomsten op de onbalansmarkt op een andere manier gemodelleerd dan in de eerdere studie (CE Delft, 2023b). Door het ToU-nettarief worden de kosten voor elektriciteitsafname sterker bepaald door het moment van afname, waardoor er een extra prikkel komt om op goedkopere momenten stroom af te nemen van het net. De businesscase kan verder geoptimaliseerd worden door op te laden op de day-aheadmarkt omdat hier vaak goedkoper opgeladen kan worden. Ontladen gebeurt dan wel op de

² Een aggregator is een partij die contracten heeft met meerdere huishoudens en voor hun flexibele applicaties zoals thuisbatterijen aanstuurt. Daardoor kunnen thuisbatterijen wel deelnemen aan bepaalde markten, zoals de onbalansmarkt.

onbalansmarkt. Voor zowel de situatie met als zonder ToU-nettarief hebben we de opbrengsten voor de thuisbatterij op deze manier berekend.

We gaan ervan uit dat een thuisbatterij 10% lagere inkomsten heeft dan daadwerkelijk gerealiseerd, onder andere vanwege kosten voor de aggregator. De resulterende inkomsten voor handel op de day-aheadmarkt plus onbalansmarkt zijn weergegeven in Tabel 4. Uit de resultaten blijkt dat voor de situatie met het vaste capaciteitstarief de terugverdientijd korter dan of gelijk is aan vijftien jaar, de geschatte levensduur van de thuisbatterij. In dit geval is de businesscase dus positief.

Voor de situatie met het ToU-nettarief wordt de terugverdientijd langer, en afhankelijk van de aanschafprijs is de businesscase positief of negatief. Ook hier geldt dat het ToU-nettarief de inkomsten vermindert ten opzicht van de situatie met vaste netbeheerkosten, wat een gevolg is van de verhoogde prijs per afgenomen kWh.

Tabel 4 - Resultaat businesscase thuisbatterijen voor handel op de day-aheadmarkt plus onbalansmarkt

Scenario	Type netbeheer-kosten	Totale kosten over 15 jaar	Geschatte inkomsten over 15 jaar	Terugverdientijd
Salderingsregeling tot 2027	Capaciteitstarief	€ 5.500-7.500	€ 7.580	11 tot 15 jaar
	Met ToU	€ 5.500-7.500	€ 6.570	12 tot meer dan 15 jaar

2.3.4 Businesscase thuisbatterij: Optimale inzet day-aheadmarkt en opslaan zonne-energie

De thuisbatterij kan ook optimaal ingezet worden met een dynamisch energiecontract door:

1. Eigen zonne-energie zo veel mogelijk op te slaan.
2. De thuisbatterij op maximaal vermogen op te laden op de momenten met zeer goedkope stroom. Deze elektriciteit wordt vervolgens gebruikt voor eigen gebruik op momenten met de duurste stroom.

In de vorige studie (CE Delft, 2023b) acteerde de thuisbatterij ook nog deels op de day-aheadmarkt op uren dat de thuisbatterij niet volledig actief hoefde te zijn. Door de beperkte opbrengsten voor de situatie met ToU-nettarief (zie Paragraaf 2.3.2), is dat voor deze analyse niet meegenomen.

De inkomsten voor de drie typen huishoudens en optimale inzet van de thuisbatterij zijn weergegeven in Tabel 5. Uit deze resultaten blijkt dat voor de geëlektrificeerde huishoudens en de situatie met het ToU-nettarief de businesscase positief is. Dit is te verklaren doordat het ToU-nettarief de verschillen tussen momenten met goedkope en duurdere stroom vergroot waardoor er een extra kostenbesparing valt te behalen als de thuisbatterij op goedkope momenten oplaadt, en opgeslagen energie gebruikt op momenten met hoge(re) prijzen. In de overige gevallen komt de businesscase niet positief uit, en is de verwachte terugverdientijd langer dan vijftien jaar; de levensduur van de thuisbatterij.

Verder valt het op dat wanneer de EV wel prijsgestuurd laadt de opbrengsten lager zijn dan voor de situatie dat de EV niet prijsgestuurd oplaadt. Dit kan verklaard worden doordat de EV die prijsgestuurd laadt, enkel laadt op momenten dat de elektriciteitsprijzen inclusief het ToU-nettarief het laagst zijn. Hierdoor is er minder financieel voordeel te behalen uit de opgeslagen (zonne-)energie in de thuisbatterij ten opzichte van de situatie dat het laden van de EV geen rekening houdt met de elektriciteitsprijzen en het ToU-nettarief.

Hieruit kunnen we ook concluderen dat het financiële voordeel van de thuisbatterij wordt vergroot als er meerdere ‘ongestuurde (niet reagerend op variërende elektriciteitsprijzen) elektrische apparaten’ aanwezig zijn, zolang de thuisbatterij wel slim ingezet wordt.

Tabel 5 - Businesscase voor optimaal verlagen energiekosten

Huishouden	Type netbeheer-kosten	Totale kosten 15 jaar	Geschatte inkomsten over 15 jaar	Terugverdientijd
Huishouden met zon-pv	Capaciteitstarief	€ 5.500-7.500	€ 2.990	> 15 jaar
	Met ToU	€ 5.500-7.500	€ 2.640	> 15 jaar
Huishouden met zon-pv, WP en EV Niet prijsgestuurd opladen van EV	Capaciteitstarief	€ 5.500-7.500	€ 4.250	> 15 jaar
	Met ToU	€ 5.500-7.500	€ 8.310	10 tot 13,5 jaar
Huishouden met zon-pv, WP en EV, grote batterij Wel prijsgestuurd opladen van EV*	Capaciteitstarief	€ 5.500-7.500	€ 3.360	> 15 jaar
	Met ToU	€ 5.500-7.500	€ 7.790	10 tot 14,5 jaar

3 Laadgedrag en kosten elektrische voertuigen en thuisbatterij

De energiekosten voor het laden van een elektrisch voertuig (EV) zijn onder andere afhankelijk van het type energiecontract. Daarnaast worden er dynamische energiecontracten aangeboden, waar het tarief de day-aheadmarkt volgt. Een slim energiesturings-systeem kan bij zo'n contract energiekosten besparen door op goedkope momenten energie af te nemen. Het voorgestelde ToU-nettarief heeft een effect op de kosten van elektrisch laden doordat andere momenten duurder of goedkoper worden. Dit hoofdstuk bevat de resultaten van het effect van het ToU-nettarief op de elektriciteitskosten voor verschillende huishoudens. Dit hoofdstuk omvat:

- de conclusies in Paragraaf 3.1.
- de detailresultaten in Paragraaf 3.2 t/m 3.4.

3.1 Conclusies impact van ToU-nettarieven op laadgedrag elektrische voertuigen en thuisbatterijen en totale elektriciteitskosten

Met de gehanteerde ToU-nettarieven in deze studie, betaalt een huishouden met een EV die niet prijsgestuurd laadt in 2030 gemiddeld meer elektriciteitskosten. Dit komt doordat een huishouden met EV relatief veel elektriciteit afneemt van het net, waardoor ook de totale ToU-kosten hoger uitkomen dan voor de situatie met een vast capaciteitstarief.

Uit onze analyses blijkt dat voor de situatie met ToU-nettarief, de laadmomenten van een EV die prijsgestuurd laadt kunnen verschuiven door andere goedkopere uren. Doordat de laadvraag alleen plaatsvindt op momenten waarop de marktprijs plus ToU-nettarief het laagst zijn, kan er € 150 tot € 180 bespaard worden op de jaarlijkse elektriciteitskosten ten opzichte van de situatie met een vast capaciteitstarief. Dit is met name het gevolg van de verminderde ToU-kosten die een huishouden dan betaalt. De verwachting bestaat dan ook dat met de invoering van een ToU-nettarief er een extra financiële prikkel ontstaat om een EV prijsgestuurd te gaan laden.

Voor de situatie met ToU-nettarief kan een huishouden met prijsgestuurde EV en thuisbatterij circa € 230 besparen op de jaarlijkse elektriciteitskosten ten opzichte van de situatie met een vast capaciteitstarief. Twee factoren veroorzaken deze kostenvermindering:

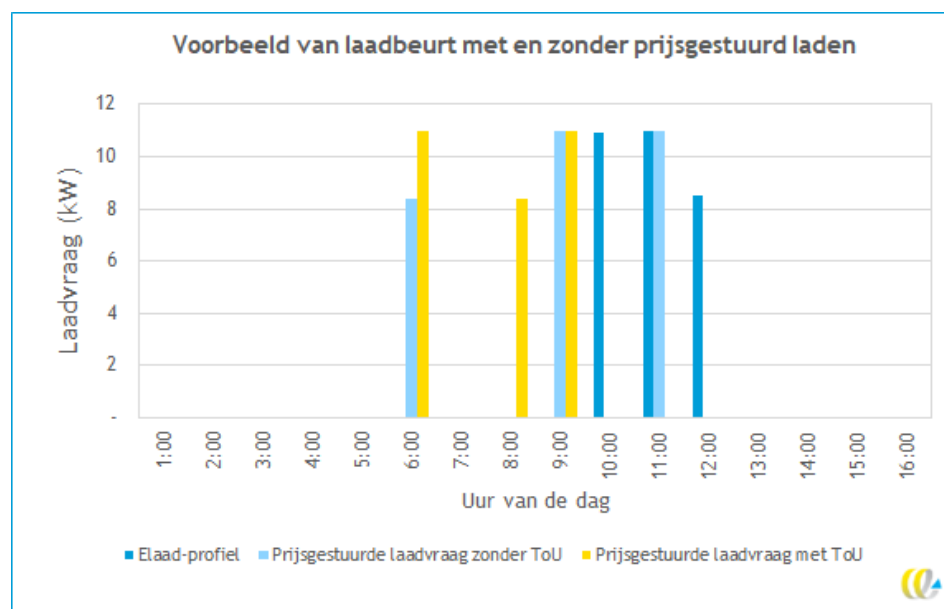
1. Zowel de EV als de thuisbatterij kunnen voordelig laden op momenten dat de marktprijs plus het ToU-nettarief laag zijn. Hierdoor worden met name ToU-kosten uitgespaard.
 2. Opgeslagen energie in de thuisbatterij wordt gebruikt op momenten dat de marktprijs plus ToU-nettarief hoog zijn. Hierdoor worden met name ToU-kosten uitgespaard.
- Merk op, dat een huishouden hiervoor wel eerst moet investeren in een thuisbatterij.

3.2 Verschuiving laadprofiel EV met ToU-nettarief

Een laadprofiel van een EV die gestuurd wordt op de laagste prijs, verandert bij de introductie van een ToU-nettarief. Dit is te zien in Figuur 10, waar de donkerblauwe balken de laadvermogens weergeven voor een EV als deze niet op prijs stuurt. De lichtblauwe balken en gele balken geven het laadvermogen weer als er prijsoptimalisatie plaatsvindt,

voor de situatie zonder en met ToU-nettarief respectievelijk. Dit voorbeeld laat zien dat het ToU-nettarief leidt tot andere uren waarop de prijs voor afname goedkoper wordt, en waardoor het laadgedrag verschuift naar die uren.

Figuur 10 - Laadprofielen voor EV met en zonder ToU-nettarieven



3.3 Resultaten EV en huishouden 2030

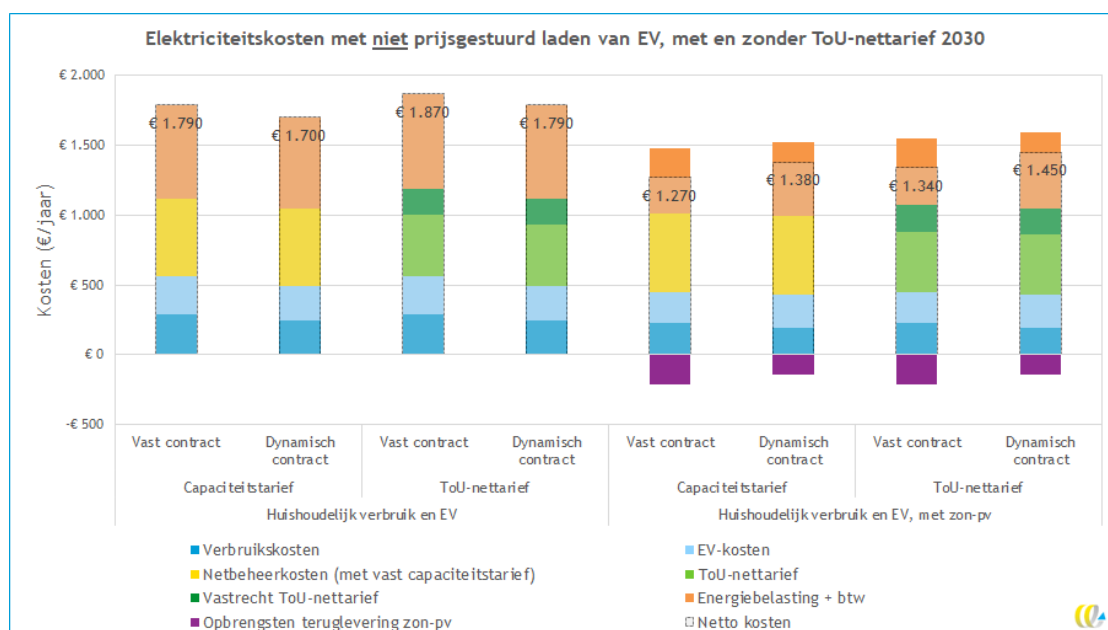
In Figuur 11 en Figuur 12 zijn de jaarlijkse kosten weergegeven voor een gemiddeld huishouden met EV die niet en wel prijsgestuurd laadt, voor de situatie met en zonder ToU-nettarief. Dit is gedaan voor twee typen huishoudens, namelijk met en zonder zon-pv.

Uit deze resultaten blijkt dat de totale elektriciteitskosten dat de huishoudens waarbij de EV niet prijsgestuurd laadt hogere elektriciteitskosten betalen voor de situatie met ToU-nettarieven. Voor een huishouden zonder zon-pv bedraagt deze toename € 80 tot € 90, afhankelijk van het type energiecontract. Voor het huishouden met zon-pv zijn de totale elektriciteitskosten lager door onder andere het direct eigenverbruik en opbrengsten door teruglevering. Ook hier geldt dat de totale elektriciteitskosten hoger zijn, circa € 70 voor de situatie met ToU-nettarieven.

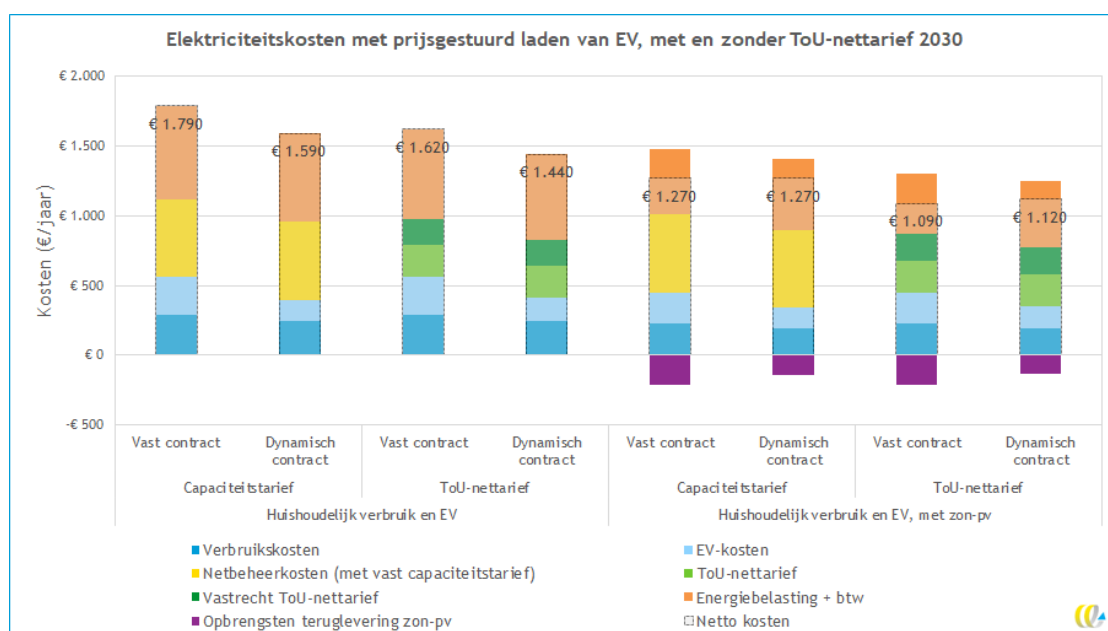
Als de EV wel prijsgestuurd gaat laden, dan dalen de totale elektriciteitskosten fors, en zijn de totale kosten voor de situatie met ToU-nettarieven zelfs lager dan de situatie met een vast capaciteitstarief. Voor een huishouden zonder zon-pv zijn deze kosten circa € 150 tot € 170 lager dan de situatie met een vast capaciteitstarief. Een vergelijkbare situatie zien we voor het huishouden met zon-pv en prijsgestuurde EV, waar de kosten voor de situatie met ToU-nettarieven circa € 150 tot € 180 lager uitvallen.

Uit deze analyse volgt dat het prijsgestuurd laden van een EV een financieel voordeel kan opleveren, door met name de ToU-kosten te verlagen.

Figuur 11 - Elektricijtskosten met een EV die *niet* prijsgestuurd laadt, voor vaste netbeheerkosten en een ToU-nettarief in 2030



Figuur 12 - Elektricijtskosten met een EV die prijsgestuurd laadt, voor vaste netbeheerkosten en een ToU-nettarief in 2030



Twee typen huishouden zijn weergegeven, met en zonder zonn-pv. Opbrengsten vanuit zonne-energieopwekking zijn weergegeven als ‘negatieve kosten’. De netbeheerkosten bestaan uit vastrecht net, capaciteitstarief, periodieke aansluitvergoeding en meterhuur. Deze kosten zitten impliciet in het ToU-nettarief.

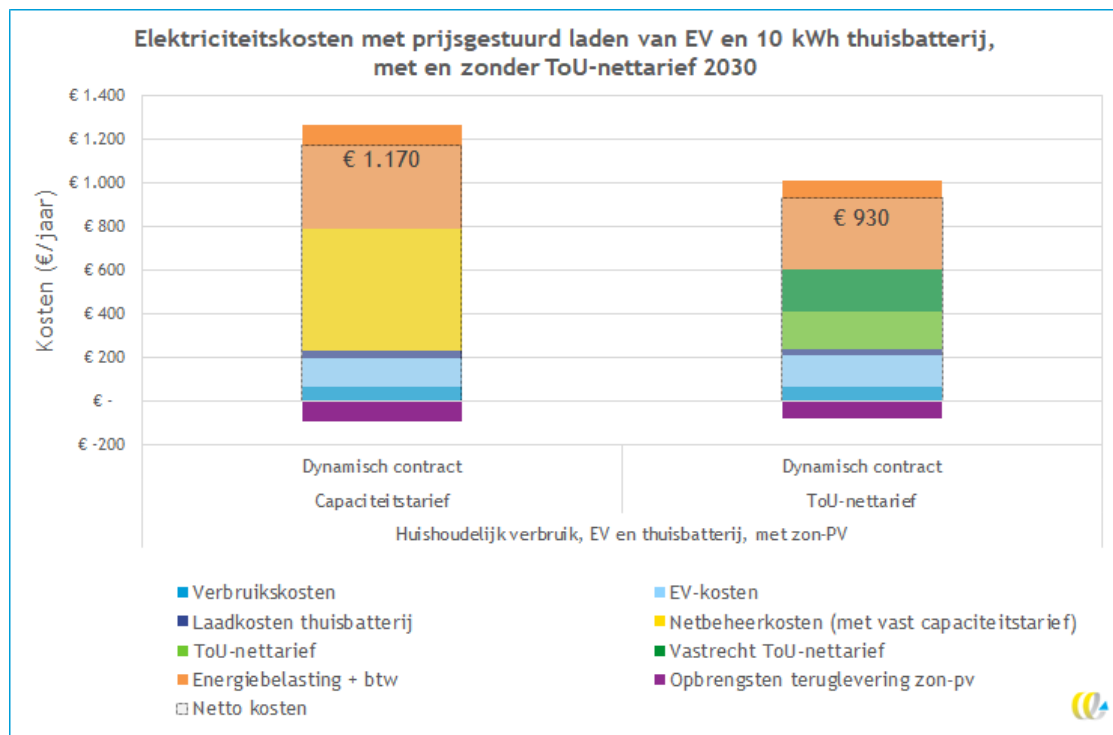


3.4 Resultaten huishouden met EV en thuisbatterij 2030

In de businesscaseanalyse in Paragraaf 2.3.4 hebben we de optimale inzet van de thuisbatterij en EV bepaald waarbij zowel de EV als de thuisbatterij stuurt op de laagste prijzen (inclusief ToU-nettarief). We hebben deze inzet gebruikt om voor een huishouden met zon-pv, EV en thuisbatterij de elektriciteitskosten te bepalen voor de situatie met en zonder ToU-nettarief. Merk op dat we alleen de situatie analyseren waarbij er gebruik wordt gemaakt van een dynamisch energiecontract, die voorwaardelijk is voor prijssturing. Daarnaast analyseren we ook alleen een huishouden met zon-pv, ervan uitgaande dat alleen huishoudens met zon-pv een thuisbatterij aanschaffen.

De resultaten voor de elektriciteitskosten zijn weergegeven in Figuur 13. Hieruit blijkt dat de elektriciteitskosten met ToU-nettarief meer dan € 240 lager uitkomen dan de situatie met vaste netbeheerkosten. Dit is grotendeels het gevolg van de lagere ToU-kosten. Deze daling is te verklaren doordat zowel de EV als de thuisbatterij alleen opladen op de momenten dat de elektriciteitsprijs plus de ToU-nettarief het laagste zijn. Op momenten van hogere elektriciteitsprijzen plus ToU-nettarief voorziet de thuisbatterij het huishouden van stroom, wat voor verdere afname van de ToU-kosten zorgt. Deze twee factoren zorgen samen voor lagere ToU-kosten in vergelijking tot de situatie met vaste netbeheerkosten. De hogere laadkosten voor de EV voor de situatie met ToU-nettarief is een gevolg van het laden op de momenten dat de marktprijs plus het ToU-nettarief het laagste zijn, en dit is niet altijd het moment dat ook de marktprijs het laagste is.

Figuur 13 - Elektriciteitskosten voor een huishouden met zon-pv, een EV en een thuisbatterij die beiden prijsgestuurd laden, voor de situatie met en zonder ToU-nettarief in 2030



Opbrengsten door het terugleveren van zonnestroom zijn weergegeven als ‘negatieve kosten’. De netbeheerkosten bestaan uit vastrecht net, capaciteitstarief, periodieke aansluitvergoeding en meterhuur. Deze kosten, met uitzondering van het capaciteitstarief, zitten impliciet in het ToU-nettarief.



4 Effect van ToU-nettarief op netbelasting MSR-stations

Deze analyse is uitgevoerd in eerdere studies over thuisbatterijen en is gebaseerd op data van middenspanningsruimte van Liander (CE Delft, 2023b). Er zijn zes voorbeeldwijken geselecteerd die verschillende typen wijken representeren. De aannames en methode zijn verder toegelicht in Paragraaf A.8. De globale eigenschappen van de zes wijken zijn weer gegeven in Tabel 6.

Tabel 6 - Eigenschappen 6 wijken

Nummer	Gemeente	Stedelijkheid	Dominant bouwjaar	Aantal aangeslotenen
MSR 1	Neder-Betuwe	Landelijk	1970-1995	224
MSR 2	Oude IJsselstreek	Laagstedelijk	< 1970	164
MSR 3	Almere	Hoogstedelijk	1995 >	185
MSR 4	Harderwijk	Laagstedelijk	1995 >	235
MSR 5	Bergen (NH)	Landelijk	1995 >	113
MSR 6	Ede	Hoogstedelijk	1970-1995	115

In deze studie rekenen we de effecten door van één scenario over de groei van elektrische applicaties die mogelijk representatief zijn voor 2030: 33% extra zon-pv (vermogen 3,5 kW), 33% warmtepompen, en 33% elektrische auto's (EV's). We modelleren daarbij dat 10% van de huishoudens een thuisbatterij installeert.

Het aantal applicaties met een penetratie van 33% is weergegeven in Tabel 7.

Tabel 7 - Aantal applicaties bij scenario met 33% penetratie

	MSR 1	MSR 2	MSR 3	MSR 4	MSR 5	MSR 6
Aantal EV/WP/zonnepanelen bij scenario met 33%	70	49	33	75	36	36

We modelleren voor deze effecten tien individuele profielen van losse EV's waarbij de prijs-optimalisatie op individueel niveau plaatsvindt en daarna wordt gemiddeld. De gemiddelde laadpiek per EV is met deze tien profielen 4,3 kW/voertuig. Ook de inzet van de thuisbatterij wordt gebaseerd op de tien individuele elektrische auto's, in combinatie met het huishoudelijk verbruik, warmtepomp en zon-pv. De profielen van de tien thuisbatterijen worden gemiddeld voor de MSR-analyse. Alle profielen worden vervolgens vermenigvuldigd met het aantal applicaties in de wijk om tot de additionele netbelasting te komen.

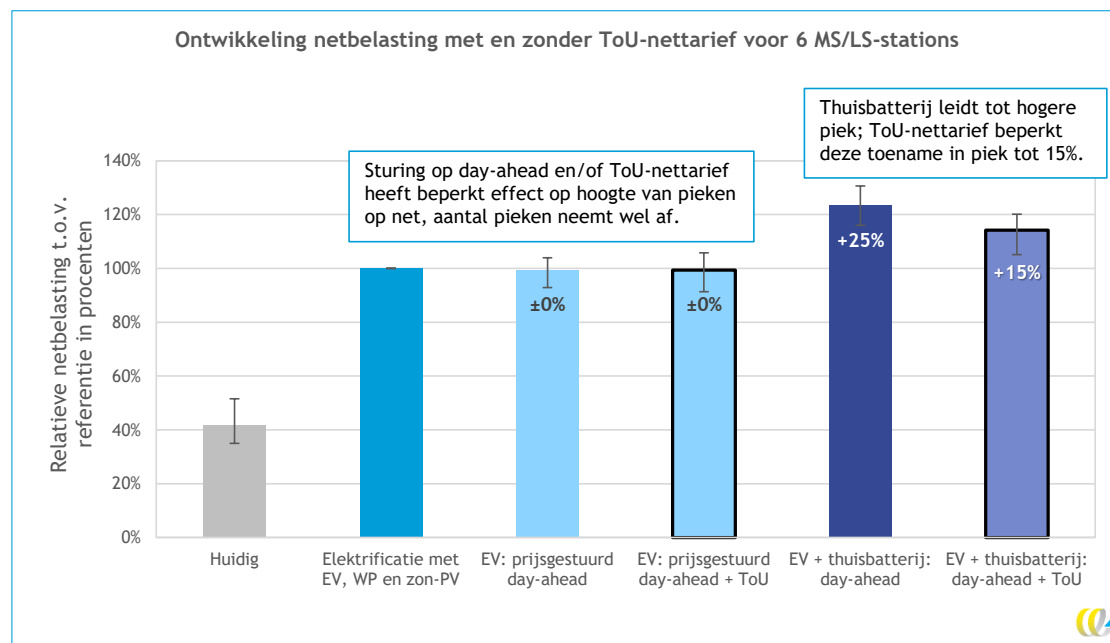
Voor alle resultaten geven we een gemiddelde piek weer. Het gemiddelde is genomen van de 35 kwartieren (0,01% van de kwartieren van het jaar) met de maximale afname en maximale invoeding. Dit geeft een beter beeld dan één enkele piek van het jaar en een eerlijk beeld van de verwachte netbelasting.

In Paragraaf 4.1 presenteren we de conclusies van de MSR-analyse en in de vervoloparagrafen de detailresultaten.

4.1 Conclusies impact op MSR-netbelasting

Deze analyse omvat zes MSR-stations en de impact van elektrische auto's (twee laadprofielen), zon-pv, warmtepompen en thuisbatterijen. Daarbij is gekeken naar de netimpact als de elektrische auto het geprognosticeerde laadpatroon volgt, als de elektrische auto en thuisbatterijen acteren op de energiemarkt en als de elektrische auto en thuisbatterijen acteren op de energiemarkt rekening houdend met het ToU-nettarief. Voor alle wijken geldt dat afnamepieken groter zijn dan invoeding, en dus de absolute piekbelasting bepalen. De resulterende gevonden netbelasting is weergegeven voor de zes MSR's en een gemiddelde waarde in Figuur 14. De weergegeven waarde is de gemiddelde ontwikkeling over de zes MSR's, de onzekerheidsbalkjes geeft de spreiding in de individuele resultaten van de MSR's aan.

Figuur 14 - Ontwikkeling netbelasting met en zonder ToU voor 6 MSR's; de weergegeven waarde is de gemiddelde netbelasting van de 6 MSR's en de onzekerheidsbalk de minimale en maximale verandering van de 6 MSR's



We concluderen over de ontwikkeling van de netbelasting zonder en met ToU:

- De netbelasting neemt sterk toe als 33% van de woningen warmtepompen en elektrische auto's neemt. Dit getal is als referentie opgenomen en is 100% in het figuur. Ten opzichte van de huidige elektriciteitsvraag zien we een groei van 150% als 33% van de woningen een warmtepomp of elektrische auto neemt.
 - De gelijktijdige berekende laadvraag per elektrische auto is 4,3 kW/auto. Dit is significant hoger dan waar netbeheerders mee rekenen in sommige analyses, vanwege een klein aantal auto's en daardoor relatief grote gelijktijdigheid.
- Met het laden van elektrische auto's met een dynamisch energiecontract blijft de piekbelasting gemiddeld gelijk op de MSR (MS/LS-station). De gelijktijdige piek van elektrische auto's wordt groter maar vindt plaats op momenten dat er minder elektriciteitsvraag is van de huishoudelijke apparaten en de warmtepompen. Daarmee blijft de piekbelasting gelijk.

- Als 10% van de huishoudens ook een thuisbatterij neemt, stijgt de netbelasting met zo'n 25%. Dit komt doordat elektrische auto's en thuisbatterijen op dezelfde momenten opladen.
- De invoering van een ToU-nettarief leidt tot:
 - **Elektrische auto, warmtepomp en zon-pv:** De piekbelasting blijft ongeveer gelijk over de zes MSR's. Het aantal momenten dat de elektrische auto laadt op het moment dat er al een piek op het net is, neemt iets af. In de totale piekbelasting is er echter nauwelijks een verschil (-1 tot +2% in netbelasting).
 - **Elektrische auto, thuisbatterij, warmtepomp en zon-pv:** De piekbelasting daalt met 4 tot 13% ten opzichte van de situatie zonder ToU-nettarief. Dit komt doordat de thuisbatterij flexibel momenten kan kiezen om te laden en er een groter vermogen aan flexibele applicaties is (EV en thuisbatterij samen). Doordat er een groter vermogen flexibele applicaties is ten opzichte van het niet-flexibele vermogen, is het positieve effect van ToU-nettarief groter. Daaruit herleiden we dat het ToU-nettarief een positiever effect heeft in de toekomst als er steeds meer flexibele elektrische applicaties komen. We gaan in deze studie wel al uit van een behoorlijke uitrol van deze applicaties in de wijken (33% elektrische auto's en warmtepompen, 10% thuisbatterij).

4.2 Effect elektrificatie op MSR (zonder prijssturing)

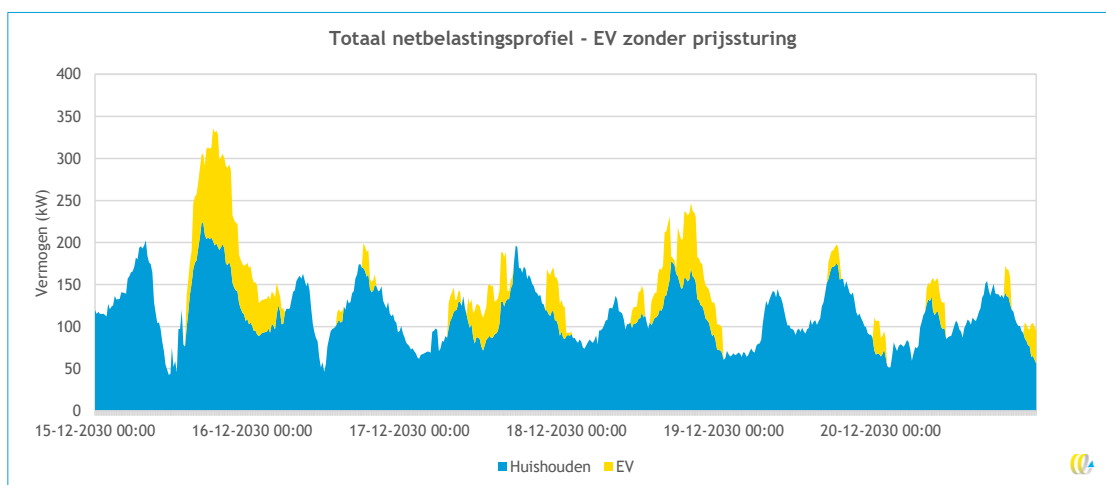
De resulterende piekbelasting van de elektrische applicaties zonder sturing op energieprijzen of ToU-nettarief zijn weergegeven in Tabel 8.

Tabel 8 - Ontwikkeling piekbelasting met additionele elektrische applicaties zonder prijssturing; gerapporteerde waarde is gemiddelde van 0,01% van de maximum waarden (35 kwartieren)

	Huidige netbelasting voor huidige wijk		Netbelasting met 33% additioneel EV, warmtepompen en zon-pv		
	Piekbelasting invoeding (kW)	Piekbelasting afname (kW)	Piekbelasting invoeding (kW)	Piekbelasting afname (kW)	Toename piek (%)
MSR 1	-140	210	-350	590	180%
MSR 2	-100	150	-250	410	175%
MSR 3	-50	170	-150	330	95%
MSR 4	-70	210	-300	630	200%
MSR 5	-70	120	-180	300	150%
MSR 6	-250	170	-340	350	105%

De piekbelasting op de MSR's stijgt bij een toename van alle elektrische applicaties. De netbelasting neemt toe met 95 tot 200%. De absolute piek wordt in alle wijken bepaald door afname, in wijk 6 zijn de afname- en invoedingspiek ongeveer gelijk. Als voorbeeld is in Figuur 15 de netbelasting in wijk 6 weergegeven met energievraag van huishouden (inclusief warmtepomp en zonnepanelen) en de elektrische auto opgenomen.

Figuur 15 - Netbelasting wijk MSR 6 met 33% extra zon-pv, warmtepomp en EV met laadprofiel 2; week met maximale piek

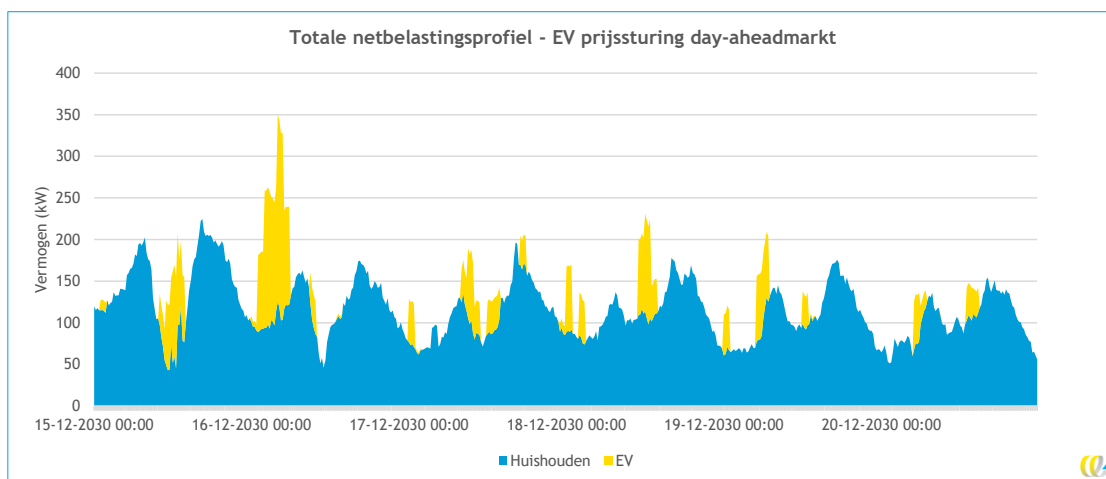


4.3 Effect prijsgestuurd laden van elektrische voertuigen

Sturing op dynamische energieprijzen

We berekenen het effect van EV's die sturen op dynamische prijzen voor het scenario met 33% extra zon-pv, elektrische auto's en warmtepompen aangezien dit het scenario is met een hoger aandeel elektrische auto's. Daarmee wordt het effect van dynamische energieprijzsturing op de MSR-belasting door EV's inzichtelijker. Dit effect is gevisualiseerd in Figuur 16.

Figuur 16 - Netbelasting wijk MSR 6 met 33% extra zon-pv, warmtepomp en EV met prijssturing op day-aheadmarkt; voor dezelfde week als Figuur 16



De gelijktijdige piek van elektrische auto's neemt met prijssturing toe van 4,3 kW op de markt tot 6,3 kW. De piek valt door die prijssturing echter niet meer samen met de piek van het huishouden en de warmtepomp. De totale piek van één woning was 6,4 kW zonder prijssturing en neemt toe naar 7,2 kW als de EV wel laadt op de laagste prijzen.

We zien een zeer gespreid beeld in de resultaten voor de zes wijken doordat de EV prijsgestuurd gaat laden. De pieken voor geëlektrificeerde woningen nemen dus toe, maar vallen nu op momenten buiten de absolute piek van de huishoudelijke en warmtevraag.

Tabel 9 - Effect van elektrische auto met en zonder prijssturing op netbelasting; gerapporteerde waarde is gemiddelde van 0,01% van de maximum waarden (35 kwartieren)

		MSR 1	MSR 2	MSR 3	MSR 4	MSR 5	MSR 6
Huidig	Min. Vermogen	-130	-100	-50	-70	-70	-230
	Max. vermogen	200	130	160	200	110	160
Zonder prijssturing EV	Min. vermogen	-330	-240	-130	-290	-170	-330
	Max. vermogen	540	370	300	560	270	320
Met prijssturing day-ahead	Min. Vermogen	-320	-230	-130	-280	-170	-320
	Max. vermogen	550	380	280	560	270	310
Verandering piekvraag door sturen EV op day-aheadprijzen		1%	4%	-7%	0%	0%	-2%

Dit effect van de laadvraag die buiten de pieken valt, is weergegeven in Tabel 10. We hebben de momenten met piekbelasting bepaald die ontstaan door huishoudelijke vraag en warmtepompen, en berekend hoe vaak die samenvallen met de laadvraag van elektrische auto's. De 350 kwartieren met de hoogste afnamepiek zijn geselecteerd, oftewel 0,1% van de kwartieren. Hieruit blijkt dat met het standaard laadgedrag, auto's op zo'n 50% van de momenten laden met hoge elektriciteitsvraag. Deze momenten vinden plaats in januari en december als er in de avondpiek geladen wordt (16:00 tot 20:00). Met de introductie van prijsgestuurd laden wordt een groot gedeelte van de laadvraag tijdens piekmomenten verschoven, en is er nog maar een gelijktijdige piek in vraag en laden van zo'n 5%. Er ontstaan echter ook andere piekmomenten; die vinden nu plaats in de wintermaanden in de ochtend (6:00 tot 8:00) en namiddag (15:00 tot 18:00).

Tabel 10 - Relatie laadgedrag en hoogste niet-flexibele piek op MSR (0,1% van kwartieren, oftewel 350 kwartieren)

Kwartieren laden in hoge piek	MSR 1	MSR 2	MSR 3	MSR 4	MSR 5	MSR 6
Standaard laadprofiel	173	163	206	176	176	167
Laadprofiel day-aheadprijzen	22	25	16	24	14	20

Sturing op dynamische energieprijzen en ToU-nettarief

De inzet van de elektrische auto verschilt door de implementatie van een ToU-nettarief. Dit resulteert in de verschuiving van de pieken op het net. De absolute piek van de elektrische auto blijft echter gelijk met 6,3 kWh. Ook de totale piek van het huishouden verandert niet, maar de piekbelasting vindt wel op andere momenten plaats.



In Tabel 11 is de gelijktijdigheid weergegeven van de niet-flexibele elektriciteitsvraag (huishoudelijke verbruik en warmtepomp) en het laadgedrag van EV. Met de introductie van de ToU-nettarieven vallen er nog minder laadsessies samen met piekmomenten in het niet-flexibele huishoudelijk verbruik.

Tabel 11 - Relatie laadgedrag en hoogste niet-flexibele piek op MSR (0,1% van kwartieren, oftewel 350 kwartieren) met ToU-nettarief

Kwartieren laden in hoge piek	MSR 1	MSR 2	MSR 3	MSR 4	MSR 5	MSR 6
Standaard laadprofiel	173	163	206	176	176	167
Laadprofiel day-aheadprijzen	22	25	16	24	14	20
Laadprofiel day-aheadprijzen en ToU-nettarief	4	5	0	4	4	3

De resulterende piekbelasting voor de situatie van EV-laden zonder prijssturing, met prijssturing op day-aheadmarkt en prijssturing op day-aheadmarkt en ToU-nettarief is opgenomen in Tabel 12. Ondanks dat de gelijktijdigheid in het aantal kwartieren tussen de huishoudelijke piek en het laden afneemt, zien we een zeer beperkt verschil op de maximale piekbelasting. Als de EV's prijsgestuurd laden in de referentie, leidt het introduceren van een ToU-nettarief in een verandering van de netbelasting van -1 tot +2%. Het effect van het ToU-nettarief op de piekbelasting van elektrische auto's is dus minimaal.

Tabel 12 - Effect van elektrische auto met en zonder prijssturing op netbelasting inclusief ToU; gerapporteerde waarde is gemiddelde van 0,01% van de maximum waarden (35 kwartieren)

		MSR 1	MSR 2	MSR 3	MSR 4	MSR 5	MSR 6
Zonder prijssturing EV	Min. vermogen	-330	-240	-130	-290	-170	-330
	Max. vermogen	540	370	300	560	270	320
Prijssturing day-ahead	Min. vermogen	-320	-230	-130	-280	-170	-320
	Max. vermogen	550	380	280	560	270	310
Prijssturing day-ahead en ToU-nettarief	Min. vermogen	-320	-230	-130	-280	-170	-320
	Max. vermogen	550	390	280	570	270	310
Verandering introductie ToU-nettarief - t.o.v. situatie EV laadt niet prijsgestuurd		1%	6%	-9%	0%	1%	-3%
Verandering introductie ToU-nettarief - t.o.v. situatie EV laadt wel prijsgestuurd		0%	2%	-2%	0%	1%	-1%

4.4 Effect prijsgestuurd laden elektrische auto en thuisbatterij

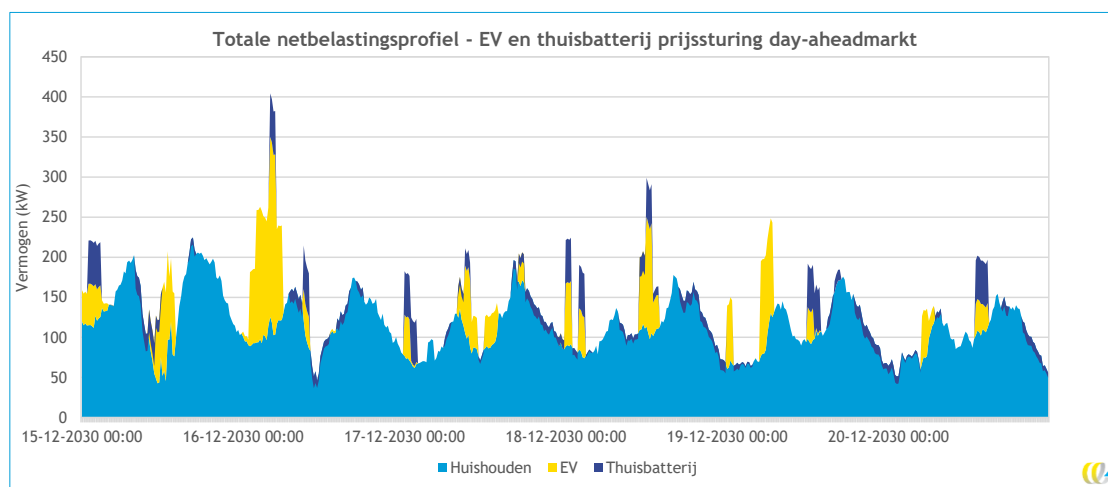
Voor deze analyses nemen we de uitgangspositie dat elektrische auto's én thuisbatterijen acteren op de day-aheadmarkt. We bepalen het effect van het slim prijsgestuurd laden op die markten met en zonder ToU-nettarief. We rekenen met het scenario 33% extra zon-pv, elektrische auto's en warmtepompen en daarnaast 10% extra thuisbatterijen.

Sturing op dynamische energieprijzen

In Figuur 17 staan de resultaten weergegeven van het effect op de totale MSR-netbelasting, wanneer de elektrische applicaties prijsgestuurd zijn op dynamische energieprijzen op de day-aheadmarkt. Dit leidt tot gelijktijdige pieken van de elektrische auto en thuisbatterij.



Figuur 17 - De netbelasting wijk MSR 6 met 33% extra zon-pv, warmtepomp en EV's, en 10% extra thuisbatterijen met prijssturing op day-aheadmarkt



De resultaten voor de zes MSR's zijn weergegeven in Tabel 13. Door het toevoegen van de thuisbatterij is er weinig verandering in de invoedingspieken; op de momenten met deze pieken zijn de thuisbatterijen al opgeladen met zonnestroom en wordt er dus vol ingevoerd. De afnamepieken nemen toe, vanwege de gelijktijdige netbelasting van thuisbatterijen en EV's. Met 10% thuisbatterijen stijgt de piekbelasting zo'n 15 tot 30%. Het aantal kwartieren dat de piekbelasting toeneemt door de thuisbatterij is echter beperkt; zo'n 20 tot 60 kwartieren per jaar.

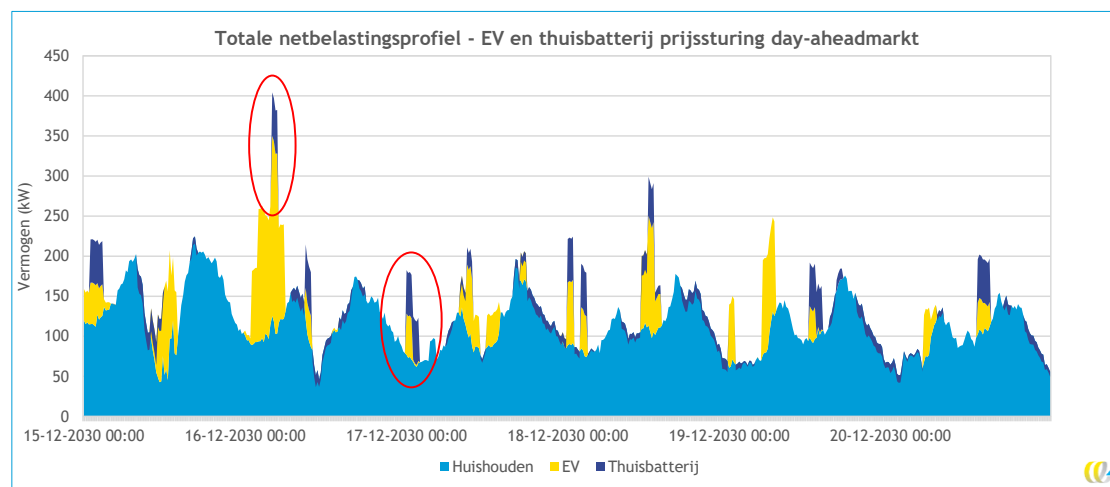
Tabel 13 - Effect van prijssturing EV's en thuisbatterijen op day-aheadmarkt op de piekbelasting van MSR-stations; gerapporteerde waarde is gemiddelde van 0,01% van de maximum waarden (35 kwartieren)

EV/WP/PV/thuisbatterij		MSR 1	MSR 3	MSR 8	MSR 11	MSR 20	MSR 23
Wijk zonder thuisbatterij - EV prijsgestuurd	Min. vermogen	-330	-240	-130	-290	-170	-330
	Max. vermogen	540	370	300	560	270	320
Wijk met EV en thuisbatterij - prijsgestuurd day-aheadmarkt	Min. vermogen	-330	-240	-150	-300	-180	-340
	Max. vermogen	680	480	350	690	330	400
Toename piekvraag door toevoeging batterij		25%	31%	16%	22%	23%	26%
Aantal kwartieren hogere piek		50	57	24	48	44	22

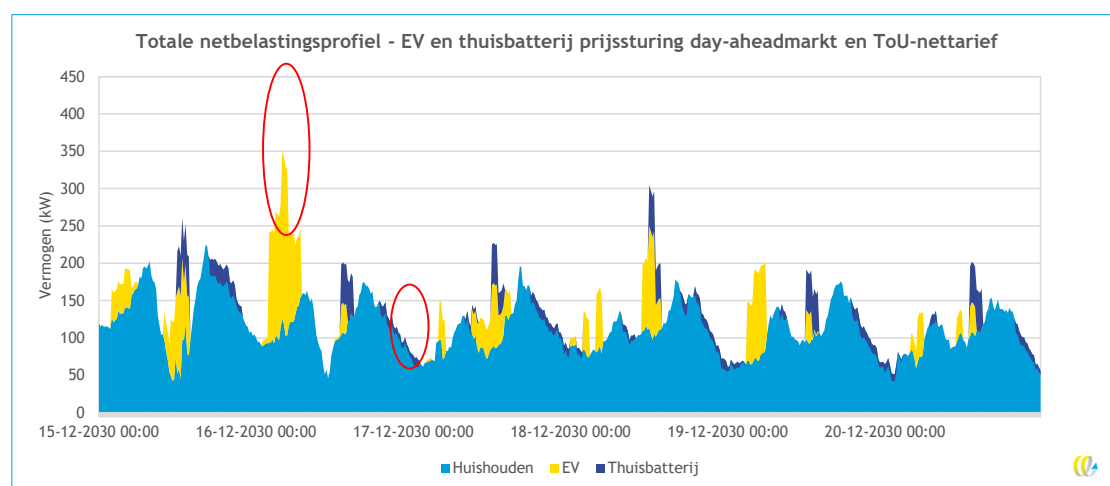
Sturing op dynamische energieprijzen en ToU-nettarief

Een ToU-nettarief resulteert in een andere inzet van de thuisbatterij en elektrische auto. Dit effect is weergegeven voor één voorbeeldweek in Figuur 18 en Figuur 19. In de eerste rode cirkel zien we dat de thuisbatterij niet meer geladen wordt na introductie van het ToU-nettarief; dit wordt veroorzaakt dat dit moment te duur wordt voor een handelsacties. De elektrische auto dient nog steeds te laden binnen het tijdsvenster en laadt op dat goedkoopste moment. In de tweede rode cirkel zien we dat het laadgedrag van de elektrische auto en thuisbatterij veranderen met introductie van het ToU-nettarief. Dit is niet gedurende een piekmoment maar laat wel zien hoe de elektriciteitsvraag meer uitgespreid en verplaatst wordt.

Figuur 18 - Visualisatie netbelasting MSR 6 - week 1; prijssturing op day-aheadmarkt



Figuur 19 - Visualisatie netbelasting MSR 6 - week 1; prijssturing op day-aheadmarkt én ToU-nettarief



De resultaten voor de zes MSR's zijn opgenomen Tabel 14. We zien eenzelfde reductie in piekbelasting door het ToU-nettarief van 4 tot 13%. We zien daarbij twee redenen dat er nu wel een reductie van de piekbelasting is, ten opzichte van de conclusies van alleen elektrische auto's in Paragraaf 4.3:

- De thuisbatterij is flexibel aangezien er niet geladen moet worden in specifieke tijdsblokken. De elektrische auto moet wel op gezette tijden vol zijn.
- Er is een groter aandeel flexibel elektrisch vermogen. Dit veroorzaakt een grotere gelijktijdige piek; als die gestuurd wordt met een ToU wordt hiermee meer piekbelasting voorkomen. Een scenario met meer elektrische auto's had dus ook een grotere piek laten zien zonder ToU-nettarief, en daarmee een positiever effect van het ToU-nettarief. Bij verdere groei van flexibele applicaties, is de toegevoegde waarde van een ToU-nettarief dus groter.

Tabel 14 - Effect van elektrische auto en thuisbatterij met en zonder prijssturing op netbelasting inclusief ToU; gerapporteerde waarde is gemiddelde van 0,01% van de maximum waarden (35 kwartieren)

		MSR 1	MSR 2	MSR 3	MSR 4	MSR 5	MSR 6
Prijssturing day-ahead	Min. vermogen	-330	-240	-150	-300	-180	-340
	Max. vermogen	680	480	350	690	330	400
Prijssturing day-ahead en ToU-nettarief	Min. vermogen	-340	-240	-140	-300	-180	-340
	Max. vermogen	630	440	320	660	310	350
Verandering introductie ToU-nettarief		-7%	-8%	-9%	-4%	-5%	-13%
Aantal kwartieren hogere piek door prijssturing op day-aheadmarkt		50	57	24	48	44	22
Aantal kwartieren hogere piek door prijssturing day-aheadmarkt en ToU-nettarief		30	44	9	27	31	30

5 Referenties

- Berenschot. (2024). *Verkenning alternatief nettariestelsel kleinverbruik*. <https://www.berenschot.nl/media/g0opsxqh/eindrapport-verkenning-alternatief-nettarief-kleinverbruik-berenschot.pdf>
- CE Delft. (2021). *Elektrificatie en Vraagprofiel 2030 - Rapport experttraject TenneT E-Top*. https://ce.nl/wp-content/uploads/2021/03/CE_Delft_190446_Elektrificatie_en_Vraagprofiel_TenneT.pdf
- CE Delft. (2023a). *Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten. Businesscase, potentieel en rol in energiesysteem*. <https://ce.nl/publicaties/power-to-heat-en-warmteopslag-in-warmtenetten/>
- CE Delft. (2023b). *Thuisbatterijen in de energietransitie*.
- CE Delft, & Witteveen+Bos. (2023). *Thuis- en buurtbatterijen*. <https://ce.nl/publicaties/thuis-en-buurtbatterijen/>
- Elaadnl. (2023). *Regulier en Netbewust laden - Outlook Laadprofielen Elektrische personenauto's*. <https://elaad.nl/onderzoek-naar-laadprofielen-geeft-inzicht-in-belasting-stroomnet-door-laden-elektrische-autos-en-effect-van-slim-laden/>
- Elaadnl. (2024). *Low-Voltage Profiles Generator*. Elaadnl. <https://platform.elaad.io/analyse/low-voltage-charging-profiles/>

A Aannames

Deze paragraaf omvat de belangrijkste modelaannames voor de studie.

A.1 Vaste energieprijzen en energiebelasting

Voor de vaste energieprijzen hanteren we de prognose voor 2030 uit de KEV 2023 (het hogeprijsscenario). Daarbij nemen we een kosten- en winstmarge aan van 10% voor de energieleverancier. We nemen de energiebelasting aan zoals geprognosticeerd door CE Delft in eerdere studies. We nemen aan dat de vergoeding voor het terugleveren van elektriciteit aan het net 80% van de leveringsprijs bedraagt. Een overzicht van deze prijzen zijn weer-gegeven in Tabel 15.

Tabel 15 - Aannames elektriciteitsprijzen voor vast contract en voor energiebelasting

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Leveringsprijs	€ 0,14	€ 0,13	€ 0,13	€ 0,12	€ 0,12	€ 0,11	€ 0,10
Energiebelasting	€ 0,10	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,07	€ 0,07	€ 0,06	€ 0,07
Leveringsprijs inclusief EB en btw	€ 0,29	€ 0,26	€ 0,25	€ 0,24	€ 0,23	€ 0,21	€ 0,20
Prijs invoeding	€ 0,11	€ 0,10	€ 0,10	€ 0,10	€ 0,09	€ 0,09	€ 0,08

A.2 Salderingsregeling en teruglevertarieven

In deze studie gaan we ervan uit dat de salderingsregeling tot 2027 zal gelden en dat de salderingsregeling per 2027 volledig afgeschaft wordt. We nemen aan dat teruglevertarieven tot 2027 betaald worden, maar dat deze kosten ook worden afgeschaft op het moment dat de salderingsregeling komt te vervallen. Deze aanname is in lijn met een motie die is aangenomen in juni 2024 door de Tweede Kamer³.

In deze studie worden de teruglevertarieven alleen meegenomen in het bepalen van de businesscase voor thuisbatterijen (zie Hoofdstuk 2). Alle energiekosten (zie Hoofdstuk 3) worden bepaald voor het jaar 2030, waar we dus aannemen dat de salderingsregeling niet meer geldt en er ook geen teruglevertarieven zijn. Voor huishoudens met een vast contract nemen we aan dat er in 2030 een terugleververgoeding van 80% van de kale leverprijs wordt gehanteerd⁴.

³ Volgens www.solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i37661/tweede-kamer-wil-na-afschaffen-salderen-verbod-op-terugleverkosten-zonnepanelen

⁴ Volgens www.zonneplan.nl/blog/zijn-zonnepanelen-nu-en-na-2027-rendabel



Tabel 16 - Teruglevertarieven energieleveranciers⁵

	Teruglevertarieven per maand incl. btw	Teruglevertarieven per maand excl. btw	Teruglevering zonnestroom per jaar	Kosten per kWh
Eneco	€ 23	€ 19	2.450 kWh	€ 0,09/kWh
Essent	€ 26	€ 21	2.450 kWh	€ 0,10/kWh
Vattenfall	€ 20	€ 17	2.450 kWh	€ 0,08/kWh
Greenchoice	€ 26	€ 21	2.450 kWh	€ 0,10/kWh
Gemiddelde			2.450 kWh	€ 0,09/kWh

Tabel 17 - Gehanteerde teruglevertarieven voor verschillende jaren

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Teruglevertarief incl. btw	€ 0,09	€ 0,09	€ 0,09	-	-	-	-

A.3 Day-aheadmarkt

Voor de modellering van de day-aheadmarkt is het model 'Powerflex' gebruikt. Dit model berekent de prijs van de day-aheadelektriciteitsmarkt per uur, gebaseerd op verschillende aannames.

Voor de modellering van de elektriciteitsprijzen per uur hanteren we het PowerFlex-model. De inputs daarvoor zijn het opgesteld vermogen van verschillende productiebronnen (gas, kolen, zon, wind, kernenergie) en de energieprijzen. Deze aannames zijn opgenomen in de Bijlage D van de studie over Power-to-heat (CE Delft, 2023a).⁶ De aangenomen energieprijzen zijn weergegeven in Tabel 18.

Tabel 18 - Energieprijsaannames

Commodity	Eenheid	2030		
		Laag	Midden	Hoog
Gas	€/MWh	€ 20	€ 35	€ 60
CO ₂	€/ton	€ 90	€ 120	€ 150

Deze aannames zijn overgenomen uit prijsscenario's vastgesteld in de studie voor het ministerie van EZK en toen afgestemd met marktpartijen (CE Delft, 2023a). De scenario's zijn gelijk aan de eerdere studie over thuisbatterijen (CE Delft, 2023a).

Deze modellering resulteert voor het middenscenario in 2030 in een gemiddeld maximaal prijsverschil binnen één dag van 118 €/MWh, oftewel 0,118 €/kWh. We kijken hierbij naar het verschil tussen de laagste en hoogste prijs binnen één dag. Zonder salderingsregeling betalen huishoudens echter ook belasting en btw over die elektriciteitsprijs. De spread binnen één dag is dan nog maar 34 €/MWh, oftewel 0,33 €/kWh. Er kunnen 280 dagen per jaar een positieve spread gerealiseerd worden met energiebelasting en btw, waarbij de gemiddelde spread van die dagen 51 €/MWh is.

⁵ Volgens www.energievergelijk.nl/onderwerpen/terugleverkosten-zonnepanelen

⁶ [Link](#) naar het rapport.

A.4 Vrijwillige onbalansmarkt

Partijen kunnen ook zonder deel te nemen aan de aFRR een bijdrage leveren om de onbalans in het net te verkleinen. TenneT stelt daarvoor een near-realtimeprijssignaal voor op- en afregelen beschikbaar. Deze vrijwillige bijdrage om de onbalans te verkleinen wordt vaak ‘de onbalansmarkt’ genoemd, hoewel het niet echt een markt is. De prijs van de onbalansmarkt is gelijk aan de duurste ingeschakelde asset op de aFRR.

In deze studie zijn de inkomsten voor de thuisbatterij op een andere manier gemodelleerd dan in de vorige studie (CE Delft, 2023b). Door het ToU-nettarief worden de kosten voor elektriciteitsafname sterker bepaald door het moment van afname, waardoor er een extra prikkel komt om op goedkopere momenten stroom af te nemen van het net. Op de onbalansmarkt is het lastig om te voorspellen op welke momenten stroom goedkoop is, en daarom zijn we in deze analyse er vanuit gegaan dat de thuisbatterij oplaadt op de day-aheadmarkt, en onlaadt op de onbalansmarkt. De inkomsten zijn gebaseerd op de historische onbalans- en day-aheadprijzen in 2022. Voor zowel de situatie met als zonder ToU-nettarief hebben we de opbrengsten voor de thuisbatterij op deze manier berekend.

A.5 ToU-nettarieven

De ToU-nettarieven die zijn gehanteerd in deze studie zijn weergegeven in Tabel 19 (Berenschot, 2024). Door het ToU-nettarief bij de huidige leveringsprijs op te tellen, krijgen we een nieuwe ‘leveringsprijs’. In deze studie rekenen we met een ToU-nettarief waarbij er ook een seizoenseffect is meegenomen (zie Figuur 20). Daarnaast rekenen we met een vrijstelling van het ToU-nettarief voor een verbruik van maximaal 0,3 kWh/uur, waarvoor een jaarlijks ‘vastrecht’ wordt betaald van 186 euro/jaar (excl. btw). Met andere woorden, het uurlijkse ToU-nettarief geldt alleen voor verbruik boven de 0,3 kWh/uur. Voor het ToU-nettarief gaan van uit van gelijkblijvende tarieven in de hele studie, dus ook in de toekomst.

Tabel 19 - Het gehanteerde ToU-nettarief exclusief btw voor winter en zomer

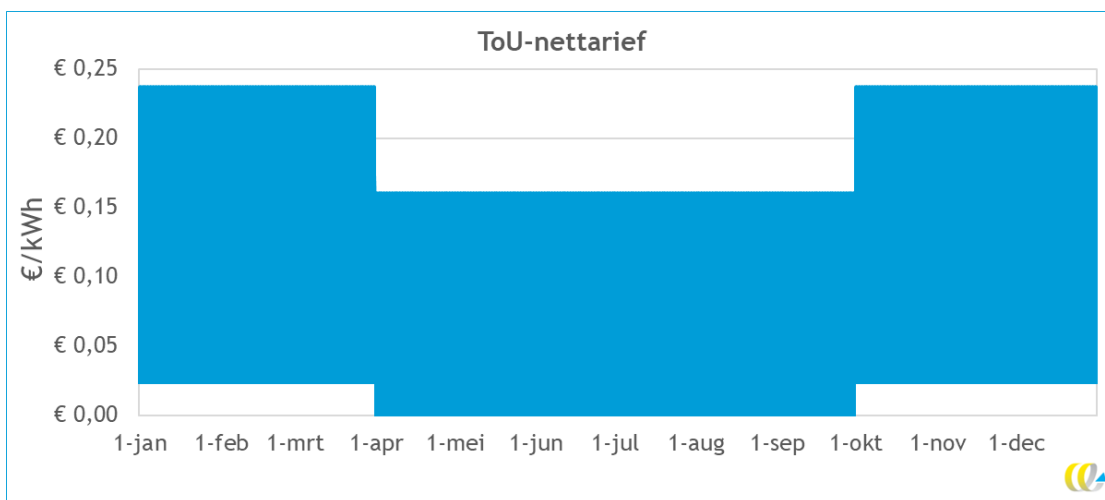
Uur van de dag	ToU-nettarief winter	ToU-nettarief zomer
0	€ 0,14	€ 0,09
1	€ 0,11	€ 0,07
2	€ 0,10	€ 0,06
3	€ 0,09	€ 0,05
4	€ 0,09	€ 0,05
5	€ 0,09	€ 0,05
6	€ 0,11	€ 0,04
7	€ 0,12	€ 0,02
8	€ 0,11	€ 0,00
9	€ 0,08	€ 0,00
10	€ 0,05	€ 0,00
11	€ 0,03	€ 0,00
12	€ 0,03	€ 0,00
13	€ 0,04	€ 0,00
14	€ 0,06	€ 0,00
15	€ 0,11	€ 0,00
16	€ 0,17	€ 0,06
17	€ 0,23	€ 0,13



Uur van de dag	ToU-nettarief winter	ToU-nettarief zomer
18	€ 0,24	€ 0,15
19	€ 0,24	€ 0,16
20	€ 0,23	€ 0,16
21	€ 0,21	€ 0,16
22	€ 0,20	€ 0,14
23	€ 0,17	€ 0,12

Bron: Opgaaf Alliander; betreft een voorbeeld van hoe een ToU-tariefvormgegeven zou kunnen zijn.

Figuur 20 - Weergave van het ToU-nettarief gedurende een heel jaar



Het ToU-nettarief vervangt van de vaste netbeheerkosten met name het vaste capaciteits-tarief voor transport. De netbeheertarieven voor 2024 en 2030 die zijn gebruikt in deze studie zijn weergegeven in Tabel 20, waar we uitgaan van een stijging van 170% voor 2030 ten opzichte van 2024.

Tabel 20 - Prijzen netbeheerder Liander 2024

Onderdelen vaste componenten	Tarieven 2024	Tarieven 2030
Aansluitdienst	30,60 €/jaar (excl. btw)	52,02 €/jaar (excl. btw)
Vastrecht transport	18,00 €/jaar (excl. btw)	30,06 €/jaar (excl. btw)
Capaciteitstarief transport	272,30 €/jaar (excl. btw)	462,91 €/jaar (excl. btw)
Meetdienst	10,43 €/jaar (excl. btw)	17,73 €/jaar (excl. btw)

A.6 Methode businesscase thuisbatterijen

We voeren een (her)analyse uit op de businesscase voor thuisbatterijen zoals deze eerder is uitgevoerd voor het rapport 'Thuis- en buurtbatterijen' (CE Delft & Witteveen+Bos, 2023). Deze heranalyses zullen worden beperkt tot de analyses die betrekking hebben op de grote thuisbatterij (5 kW, 10 kWh). De eigenschappen van deze batterij zijn opgenomen in Tabel 21.

Voor de businesscase rekenen we met een gemiddelde Nederlandse woning in drie varianten:

1. Een huishouden met zon-pv en standaard huishoudelijk verbruik.
2. Een huishouden dat sterk geëlektrificeerd is; met zon-pv, huishoudelijk verbruik, elektrische auto (EV) en warmtepomp, waarbij de EV *niet* prijsgestuurd oplaadt.
3. Een huishouden dat sterk geëlektrificeerd is; met zon-pv, huishoudelijk verbruik, elektrische auto (EV) en warmtepomp, waarbij de EV *wel* prijsgestuurd oplaadt (dynamisch energiecontract).

Het profiel voor huishoudelijke verbruik is afkomstig van Berenschot. De warmtepomp-profiel, kookprofiel, zon-pv, enzovoort, komen uit een profielgenerator die voor een eerdere studie van CE Delft (2021) is gebruikt. Een overzicht van een aantal energiegegevens per variant is te vinden in Tabel 22.

Het laadprofiel dat is gebruikt voor een huishouden met elektrische auto is afkomstig uit de Elaad-laadprofielgenerator (Elaadnl, 2023). Het gebruikte laadprofiel heeft een jaarlijkse laadvraag van 2.600 kWh/jaar, dat overeenkomt de geschatte jaarlijkse laadvraag voor een elektrische auto die thuis laadt (zie bottom-up benadering), (Elaadnl, 2023).

Voor prijsgestuurd laden nemen we aan dat de EV laadt op het goedkoopste moment in op de day-aheadmarktprijzen in een tijdsblok. De tijdsblokken zijn vastgesteld als een laadvraag overdag van 08:00 tot 18:00 uur en een blok in de avond en nacht van 18:00 tot 08:00 uur. Met een ToU-nettarief blijft de EV laden op het goedkoopste moment. Stel, we hebben een laadbeurt van 33 kWh waarbij de EV laadt met 11 kW, dan zal het prijsgestuurde laadprofiel op de drie goedkoopste uren binnen het tijdsblok laden met 11 kW.

Tabel 21 - Eigenschappen grote thuisbatterij

Eigenschappen batterij	Grote thuisbatterij
Energie	10 kWh
Vermogen	5 kW
Capaciteitsfactor	2
Economische levensduur	15 jaar
Investeringskosten incl. installatie en onderhoudskosten	€ 5.500 - 7.500

Tabel 22 - Energiegegevens voor normaal huishouden en sterk geëlektrificeerd huishouden

Eigenschappen	Normaal huishouden	Huishouden met sterke elektrificatie
Huishoudelijk verbruik per jaar	3.000 kWh/jaar	2.800 kWh/jaar
Verbruik warmtepomp voor verwarmen per jaar	-	3.800 kWh/jaar
Verbruik warmtepomp voor tapwater per jaar	-	1.400 kWh/jaar
Verbruik koken per jaar	-	200 kWh/jaar
Laadvraag elektrisch voertuig per jaar	-	2.600 kWh/jaar
Opgesteld vermogen zon-pv	3,5 kW	3,5 kW
Opwek zon-pv per jaar	3.550 kWh/jaar	3.550 kWh/jaar
Vollasturen zon-pv	1.015 uur	1.015 uur

We modelleren de businesscase in 2025 en 2030. We extrapoleren deze gegevens om de terugverdientijd te bepalen. We gaan uit van een investering in 2024 en een technische levensduur van vijftien jaar, oftewel tot en met 2038.



We berekenen de businesscase met en zonder het voorgestelde ToU-nettarief voor de volgende situaties:

1. Opslaan en gebruik van eigen zonne-energie met vast energiecontract. We gaan er daarbij in dit scenario vanuit dat er tot en met 2026 een salderingsregeling is en deze per 2027 wordt afgeschaft.
2. Opslaan en gebruik van eigen zonne-energie met dynamisch energiecontract. We gaan er daarbij in dit referentiescenario vanuit dat er tot en met 2026 een salderingsregeling is en deze in 2027 wordt afgeschaft.
3. Energiehandel met een dynamisch energiecontract (day-aheadmarkt). De modellering van de day-aheadmarkt is gebaseerd op ons PowerFlex-model wat de elektriciteitsprijs per uur modelleert.
4. Inzet op day-aheadmarkt plus onbalansmarkt markt: de inzet van een thuisbatterij op de onbalansmarkt wordt nu nog niet toegepast in Nederland maar is wel mogelijk. We bepalen hierbij het potentieel (zie Paragraaf A.2).
5. De optimale businesscase met een dynamisch contract met opslaan van eigen zonne-energie.

In deze studie hebben we geen gevoeligheidsanalyses uitgevoerd op verschillende prijs-scenario's van de day-aheadmarkt, en zijn we uitgegaan van het gemiddelde prijsscenario.

A.7 Methode energiekosten

We modelleren de energiekosten voor het opladen van een elektrisch voertuig in het jaar 2030 met verschillende energiecontracten, laadprofielen, met en zonder het ToU-nettarief.

We rekenen met twee verschillende energiecontracten:

1. Vast energiecontract, waarvoor de prijzen zijn vastgesteld in Tabel 15.
2. Dynamisch energiecontract. De day-aheadprijzen zijn gebaseerd op een modellering van het Powerflex-model, waarvoor de aannames staan beschreven in Paragraaf A.2.

We modelleren de kosten voor het laden van het EV met de verschillende energiecontracten en laadprofielen, met en zonder het voorgestelde ToU-nettarief. De energiekosten zijn bepaald voor zowel met als zonder prijssturing. Het gemiddelde 24-uurs verloop van dit ToU-nettarief staat in Figuur 4. Voor zowel het vaste energiecontract als voor het dynamisch energiecontract zorgt het ToU-nettarief ervoor dat er dure en goedkope uren ontstaan om het elektrische voertuig te laden. Om de kosten van een ToU-nettarief te vergelijken met het vaste capaciteitstarief transport, die onafhankelijk is van het verbruik, vergelijken we de totale kosten van een huishouden met een EV, met en zonder het ToU-nettarief. Het capaciteitstarief is op basis van Liander-tarieven bepaald en is 70% hoger in 2030 dan in 2023.

We gaan er vanuit dat het elektrische voertuig slechts kan laden, en dus geen vehicle-to-gridfunctionaliteit heeft.

A.8 Methode MSR-stations

Voor een eerdere studie die CE Delft heeft uitgevoerd, heeft Liander data verstrekt van ongeveer 30 middenspanningsruimtes (MS/LS-transformatoren) in het jaar 2022. Er zijn geen prognoses beschikbaar en/of gedeeld van de toekomstige vermogensvraag. CE Delft heeft van de 30 stations er zes geselecteerd die verschillen in stedelijkheid en gemiddeld bouw-

jaar (zie Tabel 23). We hanteren dit als basis, we nemen niet mee dat eventuele applicaties binnen dit huidig verbruik ook gaan acteren op day-aheadmarkt.

Tabel 23 - Informatie van MSR's

Nummer	Gemeente	Stedelijkheid	Dominant bouwjaar	Aantal aangesloten	Aantal klanten met opwek	Maximale belasting (kW)	Minimale belasting (kW)
MSR 1	Neder-Betuwe	Landelijk	1970-1995	224	51	211	-145
MSR 2	Oude IJsselstreek	Laagstedelijk	< 1970	164	30	153	-104
MSR 3	Almere	Hoogstedelijk	1995 >	185	46	174	-53
MSR 4	Harderwijk	Laagstedelijk	1995 >	235	56	210	-75
MSR 5	Bergen (NH)	Landelijk	1995 >	113	24	116	-74
MSR 6	Ede	Hoogstedelijk	1970-1995	115	74	173	-246

Voor de zes geselecteerde wijken nemen we de volgende vier toekomstscenario's mee:

- **Toekomstscenario 1:**
De wijk krijgt 33% extra zon-pv, warmtepompen en EV. De wijkprofielen zijn op basis van deze aannames aangepast. We gaan er vanuit dat alle EV's sturen op het ToU-nettarief.
- **Toekomstscenario 2:**
De wijk krijgt 50% extra zon-pv, 20% extra EV en 10% extra warmtepompen. De wijkprofielen zijn op basis van deze aannames aangepast.
- **Toekomstscenario 3:**
De wijk krijgt 33% extra zon-pv, warmtepompen en EV. We nemen aan dat 33% van de huishoudens een thuisbatterij hebben. De wijkprofielen zijn op basis van deze aannames aangepast. We gaan er vanuit dat alle EV's en thuisbatterijen sturen op het ToU-nettarief.
- **Toekomstscenario 4:**
De wijk krijgt 50% extra zon-pv, 20% extra EV en 10% extra warmtepompen. We nemen aan dat 10% van de huishoudens een thuisbatterij hebben, maar zullen dit exacte percentage nog afstemmen. De wijkprofielen zijn op basis van deze aannames aangepast. We gaan er vanuit dat alle EV's en thuisbatterijen sturen op het ToU-nettarief.

Om het vermogensprofiel te bepalen van ieder van de vier toekomstscenario's gebruiken we het huidige MSR-profiel en tellen we de profielen voor de warmtepomp en zon-pv hierbij op (vermenigvuldigd met het aantal). Dit zijn dezelfde profielen als degenen die in andere delen van de studie worden gebruikt.

Voor de elektrische auto modelleren we deze effecten voor tien individuele profielen van losse EV's waarbij de prijsoptimalisatie op individueel niveau plaatsvindt en daarna wordt gemiddeld. De gemiddelde laadpiek per EV is met deze tien profielen 4,3 kW/voertuig. Ook de inzet van de thuisbatterij wordt gebaseerd op de tien individuele elektrische auto's, in combinatie met het huishoudelijk verbruik, warmtepomp en zon-pv. De profielen van de tien thuisbatterijen worden gemiddeld voor de MSR-analyse. Alle profielen worden vervolgens vermenigvuldigd met het aantal applicaties in de wijk om tot de additionele netbelasting te komen.

De tien (gesimuleerde) laadprofielen voor EV's zijn verkregen uit de laadprofielengenerator van Elaadnl (2024). Verschillende jaarlijkse laadvragen zijn gebruikt om deze tien laadprofielen te genereren, namelijk:

- één laadprofiel met een laadvraag van 2.200 kWh/jaar;
- twee laadprofielen met een laadvraag van 2.400 kWh/jaar;
- vier laadprofielen met een laadvraag van 2.600 kWh/jaar;
- twee laadprofielen met een laadvraag van 2.800 kWh/jaar;
- één laadprofiel met een laadvraag van 3.000 kWh/jaar.