

Voor de actualisatie werd bekeken welke parameters moesten of konden worden geactualiseerd op basis van de vraag van minister Zuhal Demir, rekening houdend met nieuwe kennis en inzichten. Met deze aannames werd het KEMA-rekenmodel gebruikt om de netto contante waarde (NCW) van twee scenario's van uitrol te berekenen:

- Een volledige uitrol over 15 jaar, zoals nu wordt voorzien in het Energiebesluit. Vorige KBA's beschouwden uitrolscenario's over 10 of 20 jaar. Een analyse van een uitrol over een tijdspanne van 15 jaar leek daarom aangewezen. Dit is het scenario dat momenteel uitgevoerd wordt, sinds 1 juli 2019.
- Een uitrol van 80% van de digitale meters uiterlijk in 2024.

De KBA beslaat een tijdshorizon van 30 jaar⁹. Wat betreft de kosten houdt de KBA er rekening mee dat binnen die horizon van 30 jaar, de digitale meters die einde levensduur zijn (15 jaar) vervangen zullen worden door een volgende 'golf' van digitale meters.

Vervolgens wordt ook de indicatieve impact voor de klant ingeschat, uitgaande van de principes inzake tarifiering.

Voor meer details over het gebruikte berekeningsmodel of over gebruikte begrippen verwijzen we naar de rapporten over de vorige KBA's van 2017 en 2018¹⁰.

4 KBA van uitrol over 15 jaar

4.1 Aangepaste parameters en aannames

Geactualiseerde cijfers werden deels door de distributienetbeheerders aangeleverd, en zijn deels gebaseerd op aannames van de VREG. Van de leveranciers ontvingen we geen nieuwe input voor het actualiseren van de KBA.

Parameters die hieronder niet vermeld worden, bleven dezelfde als in de vorige KBA¹¹.

Snelheid en manier uitrol digitale meters

We houden rekening met een uitrol zoals in het Energiebesluit. In het kader van het doelgroepenbeleid waarbij prioritair uitgerold wordt, wordt voorzien in de plaatsing van een digitale meter bij prosumënten vóór 2023¹² en bij actieve budgetmeters¹³ vóór 2022. Uiterlijk op 1 januari 2034 moeten alle kleinverbruiksmeterinrichtingen een digitale meter hebben.

⁹ Identieke horizon als in eerdere KBA's van de VREG. De keuze voor 30 jaar wordt daar toegelicht.

¹⁰ RAPP-2017-06 en RAPP-2018-01

¹¹ RAPP-2017-06 en RAPP-2018-01

¹² Art. 3.1.52, §1 Energiebesluit.

¹³ en meters uit het proefproject slimme meters.

Actualisatievoet

De VREG gebruikt in de KBA een actualisatievoet van 3,5% (5,0% in vorige KBA). Deze cijfers stemmen ook overeen met de verwachte nominale WACC¹⁴ voor de distributienetbeheerders.

Digitale meter

De kost van de digitale meter werd geïndexeerd en houdt nu ook rekening met de Recupel en Bebat bijdragen. De prijs van de digitale elektriciteitsmeter werd aangepast van 52,0 naar 55,7€¹⁵.

Installatiekost

De installatiekost voor het plaatsen van een digitale meter werd geïndexeerd.

Kost datasystemen

De kosten voor de distributienetbeheerders (voornamelijk een servicekost per actieve digitale meter) werden lager ingeschat.

Kost uitrolproject

De personeelskosten om het uitrolproject te organiseren en te begeleiden werden iets lager ingeschat.

Productiemeter

In de vorige KBA werd bij de prosumanten een baat gerekend door het goedkoper kunnen aankopen van een productiemeter door de distributienetbeheerder, die bovendien langer meegaat. In realiteit werd de piste dat de distributienetbeheerder de productiemeter zou plaatsen echter niet uitgewerkt, waardoor de overeenkomstige baat niet meer kan geteld worden in de KBA.

CO₂-uitstoot en CO₂-prijs

De CO₂-uitstoot gelinkt aan elektriciteitsproductie werd naar beneden bijgesteld in de berekening, en de CO₂-prijs werd geactualiseerd naar 22,0 €/ton (in vorige KBA 14,6 €/ton). Beide aanpassingen hebben echter een tegengesteld effect op de KBA, en heffen elkaar grotendeels op.

Aantal distributienetgebruikers

Het aantal aardgasdistributienetgebruikers werd naar boven bijgesteld. Het aantal elektriciteitsdistributienetgebruikers moest niet aangepast worden.

De KBA houdt rekening met 3.560.000 elektriciteitsdistributienetgebruikers en 2.335.000 aardgasdistributienetgebruikers.

¹⁴ Weighted Average Cost of Capital

¹⁵ dit is de gemiddelde prijs van verschillende metertypes

Baat smart grids

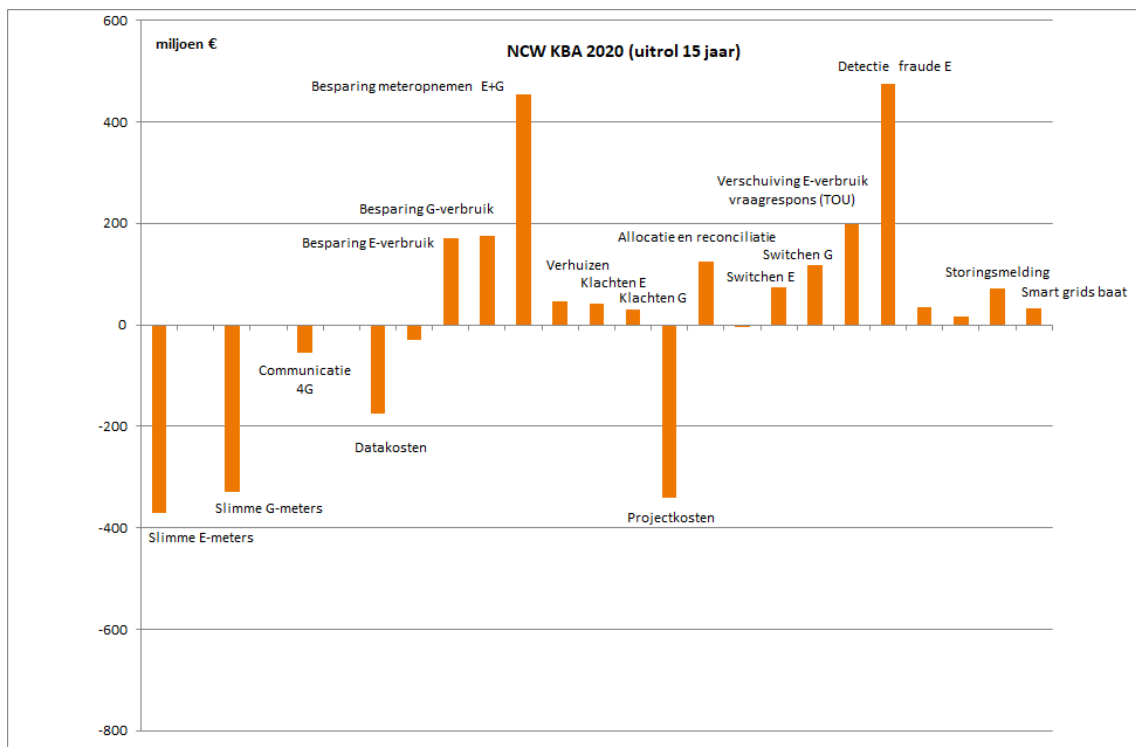
Een gelijkaardige baat als in vorige KBA's werd ingerekend voor de bijdrage van digitale meters aan de uitbouw en exploitatie van smart grids voor de distributienetbeheerder. De baat is 33,2 miljoen €.

4.2 Resultaten KBA

Het nieuw berekende resultaat van de actualisatie van de kosten-batenanalyse is een Netto Contante Waarde (NCW) van: **+768** miljoen €.

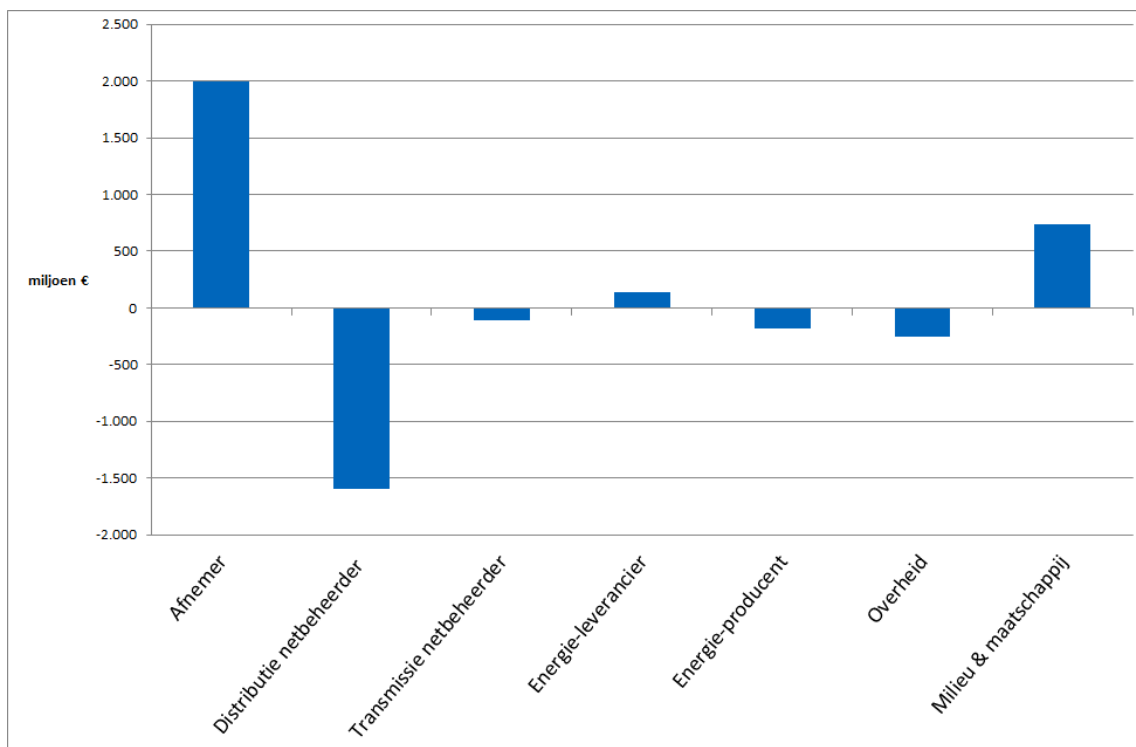
Dit valt veel positiever uit in vergelijking met de kosten-batenanalyses van 2017 en 2018, de voornaamste reden hiervoor is dat de actualisatievoet (in deze KBA de WACC voor de distributienetbeheerders) intussen veel lager ligt: 3,5% terwijl dit bij vorige KBA's nog 5,0% was. Bij een lagere actualisatievoet krijgen bedragen die in de toekomst liggen een hogere netto contante waarde dan bij een hogere actualisatievoet. Dit geldt zowel voor de kosten als de baten, maar omdat in de KBA de meeste baten verder liggen in de toekomst dan de kosten, is het effect op de NCW van de KBA positief.

Resultaten per kosten-baten post



Figuur 1 NCW per kosten-baten post

Resultaten per actor



Figuur 2 NCW per actor

Zoals in vorige KBA's komen de kosten vooral bij de distributienetbeheerder terecht o.w.v. de kosten van de digitale meters, de uitrol ervan en de datasystemen. Het zijn deze kosten die een tarifaire impact kunnen hebben. Die tarifaire impact zal uiteraard leiden tot een aanpassing van de distributienettarieven. In deel 6 van dit document wordt indicatief becijferd hoe groot deze impact kan zijn voor de verschillende klantengroepen.

De baten liggen vooral bij de afnemers, bijvoorbeeld de baten van energiebesparing en vraagrespons. Zoals hierboven toegelicht houden deze baten voor de afnemer nog geen rekening met de effecten van de verwachte stijging van de nettarieven.

Er zijn ook baten voor milieu en maatschappij door de verminderde CO₂-uitstoot en de vermindering van niet-factureerbare verbruiken, dit is een maatschappelijke baat die in de KBA toegewezen wordt aan een aparte 'actor'.¹⁶

5 KBA van 80% uitrol in 2024

In dit scenario bekijken we een snellere uitrol op 80% van de adressen in 2024.

De parameters die voor het uitrolscenario 80% in 2024 een verschillende waarde kregen worden hieronder beschreven. De overige parameters hebben dezelfde waarde als voor het uitrolscenario op vijftien jaar zoals in deel 4.

5.1 Aangepaste parameters en aannames

Snelheid en manier uitrol digitale meters

We berekenen een uitrol op 80% van de adressen in 2024, om vervolgens met een trager uitrolritme te komen tot een volledige uitrol in de loop van 2028. We gaan ervan uit dat het doelgroepenbeleid daarbij behouden wordt.

Het Energiebesluit bepaalt nu zeer gedetailleerd de modaliteiten inzake de plaatsing van de digitale meter. Omwille van de incentive-gebaseerde tariefregulering hebben distributienetbeheerders er alle belang bij om kostenefficiënte operationele keuzes te maken bij de uitvoering van hun activiteiten, waaronder de plaatsing van digitale meters. Een te verregaande inmenging van de regelgever in de operationele werking van de distributienetbeheerders negeert echter diens opgebouwde expertise en dwingt hem mogelijk de digitale meters op een minder kostenefficiënte en tragere manier uit te rollen. Volgens de VREG worden dergelijke keuzes beter aan de distributienetbeheerders overgelaten omdat suboptimale operationele keuzes zich laten vertalen in hogere distributienettarieven en een tragere uitrol.¹⁷ Het Energiebesluit zou in die zin dan ook aangepast kunnen worden.

¹⁶ De figuur NCW per actor houdt geen rekening met de (relatief kleine) baat van smart grids.

¹⁷ Zie in dat verband ook het advies van de VREG van 31 augustus 2018 met betrekking tot het Ontwerp van besluit van de Vlaamse Regering tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft de uitrol van digitale meters: https://www.vreg.be/sites/default/files/document/adv_2018-03.pdf

Installatiekost

De distributienetbeheerders verwachten dat de installatiekost voor het plaatsen van een digitale meter in dit scenario hoger ligt dan in het 15 jaar scenario, omdat de piek in aantallen installaties gedurende enkele jaren hoger zal liggen, met als gevolg een grotere vraag naar techniekers.

Op basis van de beschikbare informatie schatten de distributienetbeheerders de meerkost t.o.v. het 15 jaar scenario in als 30%. Omdat vanuit de literatuur of de markt geen informatie beschikbaar is om tot een meer onderbouwde schatting te komen, berekenden we de KBA voor verschillende waarden van meerkost: 0%, 15% en 30%.

Voor de berekening van de indicatieve impact op de distributienettarieven in deel 6 gingen we uit van de middelste waarde: een meerkost van 15%.

Kost datasystemen

De kosten voor de distributienetbeheerders zijn gelijkaardig als in het 15 jaar scenario, maar vallen voor een deel vroeger in de tijd door de snellere uitrol.

Kost uitrolproject

De personeelskosten om het uitrolproject te organiseren en te begeleiden zijn iets hoger dan in het 15 jaar scenario en vallen vroeger in de tijd.

Prefinanciering van saneringen aansluitingen

Wanneer een digitale meter geplaatst wordt, zal de aansluitingskabel of -leiding indien nodig gesaneerd moeten worden. Door het ritme van plaatsing van digitale meters wordt er sneller gesaneerd dan indien geen digitale meters uitgerold worden. De kost omwille van snellere sanering wordt meegeteld in de KBA. In het scenario van 80% uitrol in 2024 ligt deze kost hoger dan in het scenario van uitrol op 15 jaar. Daarnaast houdt de berekening rekening met een maximaal uitstel van saneringen tot na 2024.

Smart grids baat

De smart grids baat ligt hoger door de snellere uitrol. De baat is 49,6 miljoen €.

5.3 Resultaten KBA

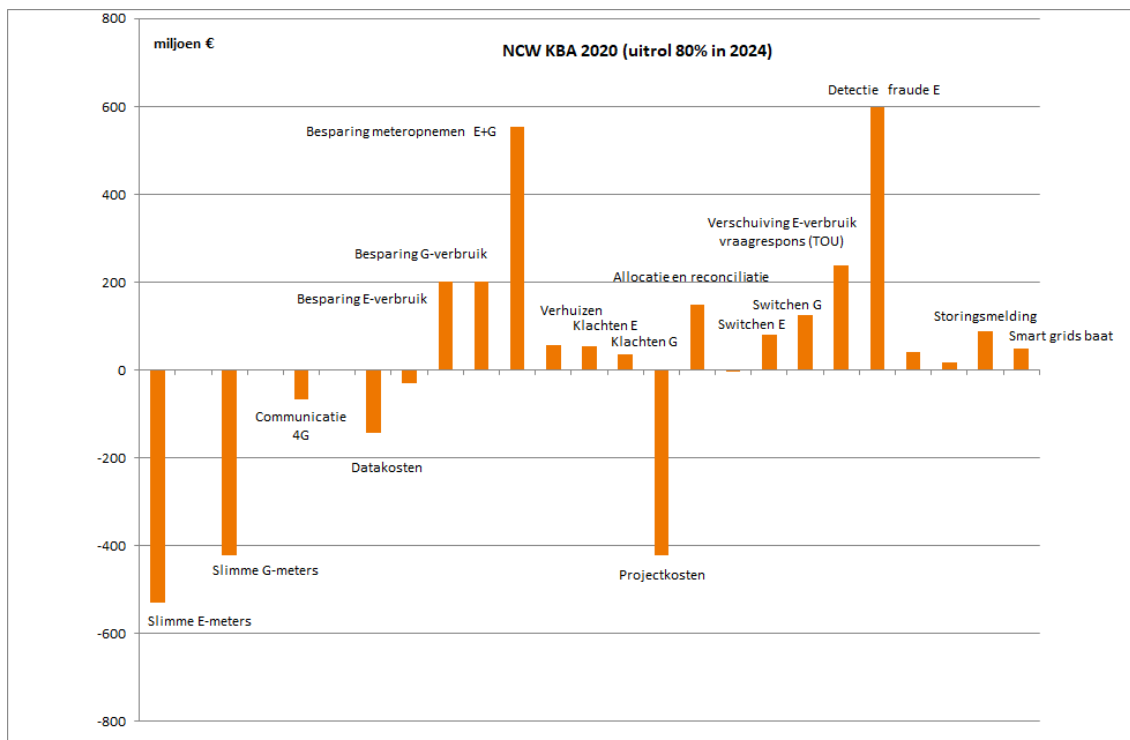
We berekenden de kosten-batenanalyse voor verschillende waarden van installatiekost, met als resultaat volgende NCW's:

NCW (miljoen €)	+753	+888	+1022
Installatiekost t.o.v uitrol in 15 jaar	+ 30%	+ 15%	+ 0%

Dit valt dus ongeveer even positief tot een heel stuk positiever uit in vergelijking met de KBA voor een uitrol op 15 jaar, waarvoor we een NCW berekenden van +768 miljoen €.

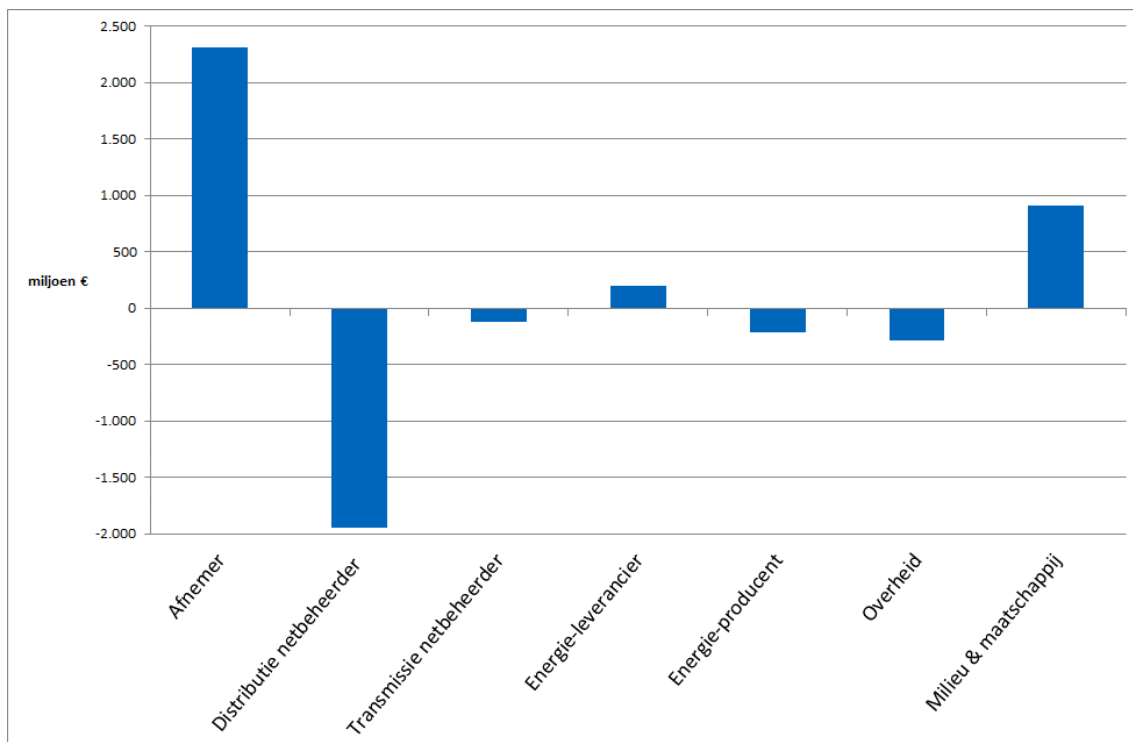
Er moet opgemerkt worden dat dit tot op zekere hoogte een theoretisch resultaat is voor het uitrolscenario, dat in de praktijk afhankelijk zal zijn van ondermeer een strakke organisatie van dit uitrolscenario door de distributienetbeheerders, de evolutie van de markt, de beschikbaarheid van aannemers, en de bereikbaarheid van klanten.

Resultaten per kosten-baten post



Figuur 3 NCW per kosten-baten post

Resultaten per actor



Figuur 4 NCW per actor¹⁸

¹⁸ De figuur NCW per actor houdt geen rekening met de (relatief kleine) baat van smart grids. Voor deze figuur gelden verder dezelfde bedenkingen als in deel 4.

6 Indicatieve impact op distributienettarieven

6.1 Inleiding

Op basis van de resultaten van de kosten-batenanalyse (KBA) voor de digitale meter kunnen we nu de mogelijke impact van elk onderzocht scenario op de hoogte van de periodieke¹⁹ distributienettarieven inschatten. Aldus is niet alleen duidelijk of een bepaald scenario in de KBA globaal een gunstig effect heeft, maar ook wat de invloed ervan zou kunnen zijn op de distributienettarieven.

De nettarieven zijn een onderdeel van de energiefactuur van de klant. De in het model verwachte besparing aan energiekost bij de klant door actief (slim) gebruik te maken van de functionaliteiten van de meter (o.a. vraagverschuiving, flexibiliteit), zal effect hebben op de energiefactuur van de klant. Voor een volledig en genuanceerd beeld zou deze gunstige evolutie op de totaalfactuur van de klant mee in beschouwing moeten genomen worden.

In de KBA vergelijkt men twee toestanden, één met uitrol van een digitale meter en één zonder uitrol van een digitale meter. Uit de KBA blijkt dat de distributienetbeheerders bij een uitrol geconfronteerd worden met ongeveer 1,63 miljard²⁰ euro extra kosten over een horizon van 30 jaar berekend aan huidige waarde. De output van de KBA geeft per toekomstig jaar het financiële verschil aan tussen de beide toestanden. Dit stelt ons in staat om dan ook per jaar de impact te bekijken op de tarieven.

We wensen te benadrukken dat de wijze waarop de distributienettarieven in werkelijkheid bepaald worden grondig verschilt van de aanpak die hier werd toegepast. Zo werden de bijkomende kosten van de uitrol van de digitale meter in het rekenmodel onmiddellijk in rekening gebracht, al in hetzelfde jaar waarin de bijkomende kosten gemaakt werden. In werkelijkheid worden de distributienettarieven bepaald op basis van een toegelaten inkomen dat vooraf bepaald wordt en onafhankelijk²¹ is van de kosten gemaakt in het betreffende jaar. Bovendien werd uitgegaan van de huidige tariefstructuur, terwijl in de volgende reguleringsperiode een gewijzigde tariefstructuur voorzien wordt²². De voorgestelde tarifaire impact heeft dus enkel een indicatieve waarde.

6.2 Aannames

We veronderstellen dat de kosten m.b.t. de digitale meter worden toegewezen aan het niveau waarop ze worden gemaakt, nl. laagspanning voor de activiteit “elektriciteit” en lage druk voor de activiteit “aardgas”. We gebruiken in deze oefening voor alle toekomstige jaren de huidige tariefstructuur, dus met als belangrijkste tariefdrager het aantal van het distributienet afgenomen kWh energie door de distributienetgebruiker. We houden rekening met de in de KBA voorspelde daling van het energieverbruik bij netgebruikers doordat ze gebruik maken van de informatie uit de digitale meter om hun verbruik(spatroon) te optimaliseren, gemiddeld voor elektriciteit met -2,6%

¹⁹ De nettarieven die jaarlijks worden gefactureerd aan de netgebruiker.

²⁰ in het 15 jaar scenario. In het scenario 80% in 2024 is dit 1,91 miljard.

²¹ Wat betreft de exogene kosten, wordt een eventueel verschil tussen de gebudgetteerde en werkelijke kosten verrekend in de toegelaten inkomens van de daaropvolgende jaren. Wat betreft de endogene kosten, wordt een eventueel verschil niet verrekend in de distributienettarieven. Dit is ten laste van de distributienetbeheerders.

²² <https://www.vreg.be/nl/toekomst-nettarieven-capaciteitstarief>

en voor gas met -1,0%. Deze volumedaling heeft op zich al een invloed op de hoogte van de nettarieven, waarover meer verder in de tekst.

We kozen in deze oefening voor een eenvoudige, integrale doorrekening van kosten en baten naar netgebruikers (m.a.w. geen invloed van een eventuele efficiëntieprikkel of benchmark bv.) en dit onder de vorm van een algemene solidarisering onder de distributienetgebruikers. Er werd dus verder geen gebruik gemaakt van bepaalde verdeelsleutels over klantengroepen, zoals dit wel het geval is wanneer distributienettarieven op basis van werkelijke tariefvoorstellen bij de VREG worden ingediend. De kosten die gemeenschappelijk zijn voor de activiteiten “elektriciteit” en “aardgas”, worden over beide verdeeld volgens hun aantal toegangspunten. De kosten voor de communicatie van en naar de digitale meter werden volledig ondergebracht onder de activiteit “elektriciteit” (m.a.w. alleen verrekend via de elektriciteitsdistributienettarieven).

De kapitaalkosten worden berekend volgens de formule $WACC (3,5\%) \times RAB$ (Regulated Asset Base) overeenkomstig de huidige tariefmethodologie.

We hebben verondersteld dat de digitale meter louter op initiatief van de distributienetbeheerder zal worden geplaatst bij de klant en dat deze kosten dan worden gesolidariseerd onder de netgebruikers. Dit betekent dat er dus een overschatting kan zijn van de tarifaire impact in onze oefening en de reële impact op de tarieven lager kan uitvallen.

6.3 Resultaten

We hebben de impact berekend voor de volgende typeklanten:

- Elektriciteit, laagspanningsnet:
 - Typeklant Da: met dagverbruik van 600 kWh/jaar
 - Typeklant Db: met dagverbruik van 1.200 kWh/jaar
 - Typeklant Dc: met dagverbruik van 1.600 kWh/jaar
en nachtverbruik van 1.900 kWh/jaar
 - Typeklant Dd: met verbruik van 3.600 kWh/jaar
en nachtverbruik van 3.900 kWh/jaar
 - Typeklant De: met verbruik van 3.600 kWh/jaar,
nachtverbruik van 3.900 kWh/jaar
en exclusief nachtverbruik van 12.500 kWh/jaar
- Aardgas, lage druk gasnet:
 - Typeklant T1a: met verbruik van 2.326 kWh/jaar
 - Typeklant T1b: met verbruik van 4.652 kWh/jaar
 - Typeklant T2a: met verbruik van 23.263 kWh/jaar
 - Typeklant T2b: met verbruik van 34.890 kWh/jaar
 - Typeklant T3: met verbruik van 290.750 kWh/jaar

De uitrol van een digitale meter heeft een effect op de volgende vier tariefcomponenten, volgens de actuele tariefstructuur:

- Basistarief (EUR/kWh, met onderscheid tussen dag-, nacht- en exclusief nachtverbruik)

- Tarief voor meet- en telactiviteiten (EUR per jaar)
- Tarief voor netverliezen (EUR/kWh)
- Tarief voor openbardienstverplichtingen (EUR/kWh, met onderscheid tussen dag-, nacht- en exclusief nachtverbruik).

In de grafieken hieronder tonen we telkens de impact over deze vier componenten samen.

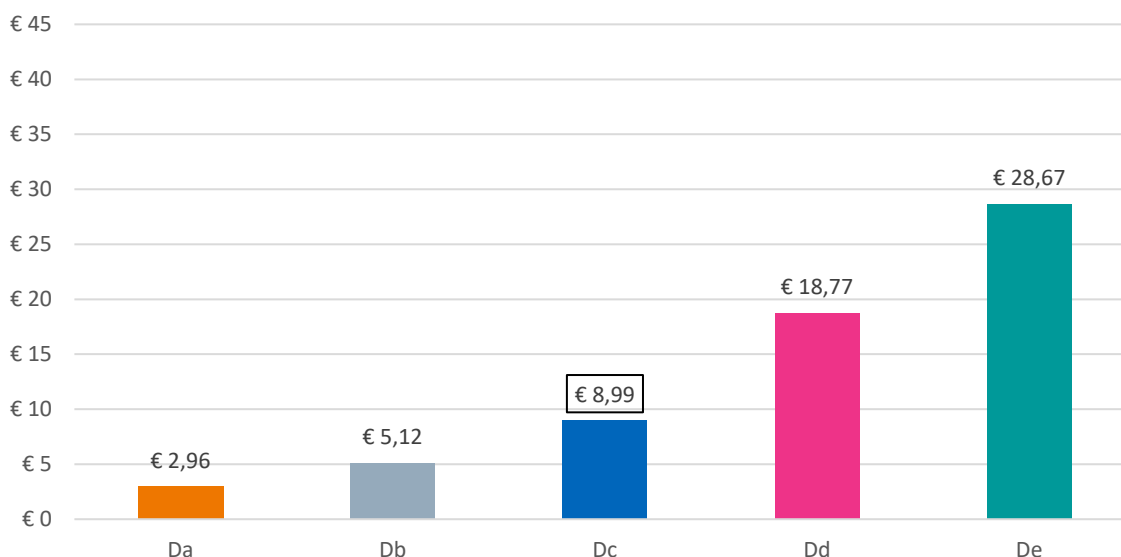
Daarnaast is er een “globaal” effect. De in de KBA voorspelde energiebesparing door digitale meters zorgt er immers voor dat de distributienetbeheerders hun kosten over een kleiner kWh-volume kunnen spreiden en dat de nettarieven hierdoor (lichtelijk) toenemen.

Voor de duidelijkheid drukken we de tarifaire impact uit als een gemiddeld bedrag per jaar per typeklant. Uit de detailberekeningen blijkt immers dat de aannames in de KBA studie zorgden voor een soms grillige investeringsgolf en dus dito theoretische impact op de kosten van de distributienetbeheerder. We wensen te vermijden dat de berekeningen onnodige verwarring zouden teweeg brengen bij de poging tot interpretatie naar tarieven.

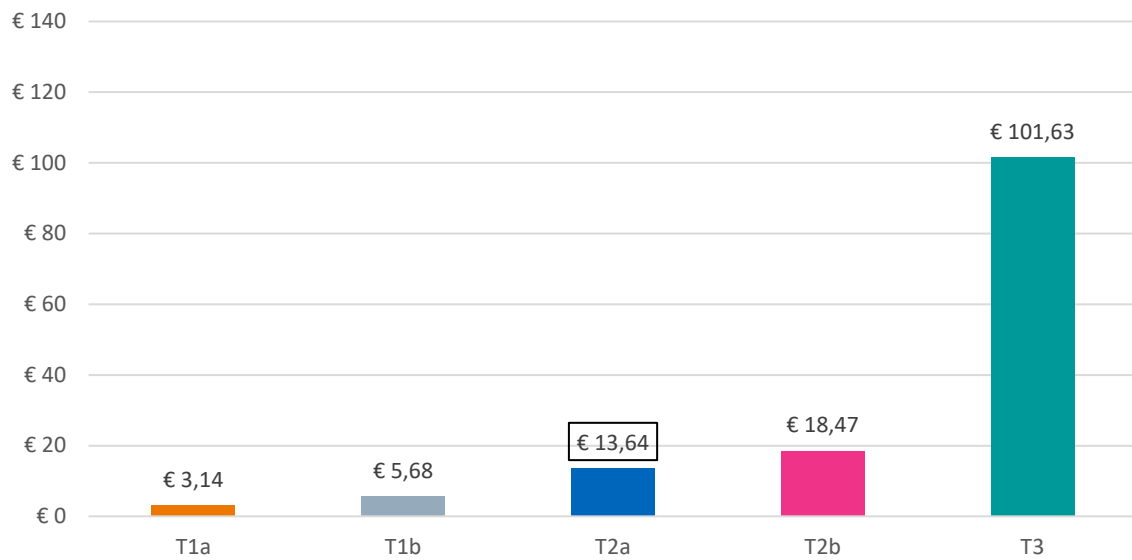
Zoals vermeld, ligt de focus hier alleen op de distributienettarieven. Het model veronderstelt ook dat netgebruikers een lagere energiekost zullen hebben, door actief (slim) gebruik te maken van de functionaliteiten van de meter, zodat hun totaalfactuur kan dalen.

6.3.1 Basisscenario: uitrol over 15 jaar

De onderstaande figuren geven de gemiddelde jaarlijkse impact weer op de nettarieven van de typeklanten gedurende de 15 jaar waarover de digitale meter wordt uitgerold. Na 15 jaar wordt volgens de KBA de impact kleiner. Zoals gemeld zou, voor de impact van de digitale meter op de globale energiefactuur, ook moeten gekeken worden naar de daling van de kosten voor de energielevering door het actief gebruik van de digitale meter door de klant (wordt hier niet beschouwd).



Figuur 5 Indicatieve impact op elektriciteitsdistributienettarieven per typeklant volgens KBA met uitrol van digitale meter op 15 jaar (gemiddelde tariefverhoging over 15 jaar in reële termen)

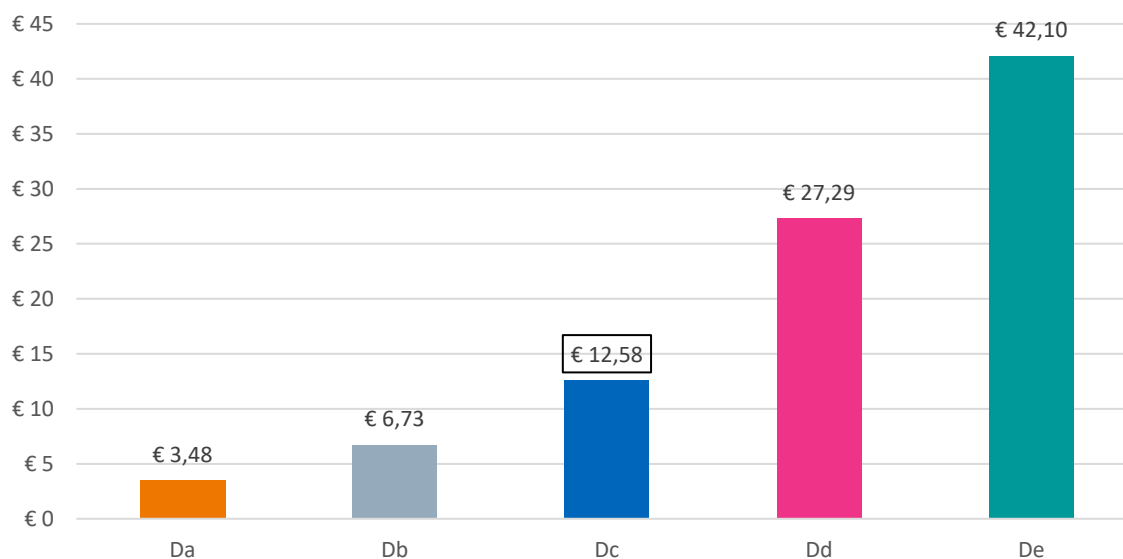


Figuur 6 Indicatieve impact op aardgasdistributietarieven per typeklant volgens KBA met uitrol van digitale meter op 15 jaar (gemiddelde tariefverhoging over 15 jaar in reële termen)

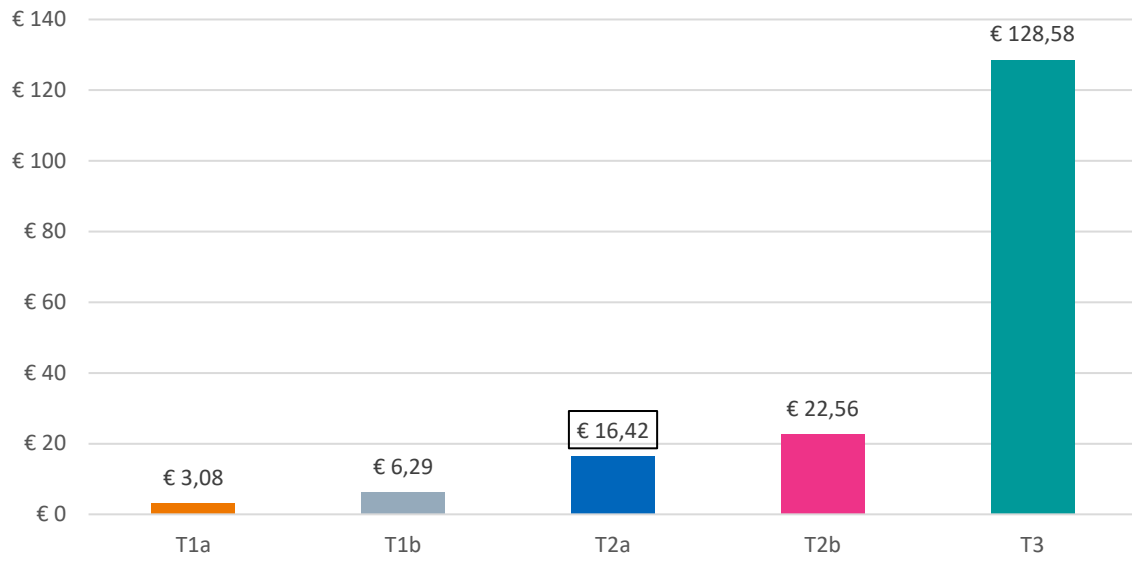
De hierboven getoonde bedragen bevatten dus ook het deel van de tariefstijging ontstaan door verrekening van tarifaire tekorten doordat de distributienetgebruikers minder energie afnemen onder invloed van de digitale meter.

6.3.2 Scenario met 80% uitrol in 2024

We maakten ook een indicatieve berekening van de tarifaire impact in het scenario dat de digitale meter voor 80% van de adressen tegen 2024 uitgerold wordt. Om een vergelijking tussen de voorgaande resultaten mogelijk te maken, tonen we ook voor dit scenario de impact als een gemiddelde over 15 jaar. Nadien daalt de tarifaire impact. De hier getoonde tariefstijging is ook in dit geval ten dele het effect van energiebesparingen bij netgebruikers op de distributietarieven, zoals hoger beschreven. We herhalen dat, voor de impact op de globale energiefactuur, ook zou moeten gekeken worden naar de lagere energiekost door het actief gebruik van de digitale meter door de klant.



Figuur 7 Indicatieve impact op elektriciteitsdistributietarieven per typeklant volgens KBA met 80% uitrol van digitale meter in 2024 (gemiddelde tariefverhoging over 15 jaar in reële termen)



Figuur 8 Indicatieve impact op aardgasdistributienettarieven per typeklant volgens KBA met 80% uitrol van digitale meter in 2024 (gemiddelde tariefverhoging over 15 jaar in reële termen)

7 Conclusies

De kosten-batenanalyse voor een uitrol van 80% van de digitale meters in 2024 resulteert in een maatschappelijke netto contante waarde (NCW) die, afhankelijk van de hypothese over de installatiekost, ligt tussen +753 en +1022 miljoen €. Bij een gemiddelde waarde van de installatiekost is het resultaat een NCW van **+888** miljoen €.

Dit valt dus positiever uit in vergelijking met de KBA voor een uitrol over 15 jaar, waarvoor we een NCW berekenden van +768 miljoen €.

Voor verschillende typeklanten hebben we de verhoogde kost voor de distributienetbeheerders vertaald naar een (indicatief en gemiddeld) effect op de distributienettarieven, zowel voor elektriciteit als voor aardgas.

Bij een uitrol van 80% in 2024 is het effect voor een gemiddelde huishoudelijke klant ongeveer 13 €/jaar voor elektriciteit en 16 €/jaar voor aardgas, uitgedrukt als gemiddelde tariefverhoging over 15 jaar in reële termen.

In het geval van een snellere uitrol is het effect op de tarieven iets meer uitgesproken dan voor een uitrol op 15 jaar, waar de verhoging ongeveer 9 €/jaar is voor elektriciteit en 14 €/jaar voor aardgas, uitgedrukt als gemiddelde tariefverhoging over 15 jaar in reële termen. Naast dit tarifaire effect moeten we bij een versnelde uitrol ook wijzen op de veel grotere organisatorische uitdaging bij de netbeheerders.

Aangezien kosten en baten aan verschillende actoren worden toegewezen en bepaalde actoren (de distributienetbeheerders in de eerste plaats) hun netto kosten kunnen doorrekenen, is het van het grootste belang dat de baten bij de afnemers zich ook effectief realiseren. Deze baten kunnen in de eerste plaats voortvloeien uit een verandering in verbruiksgedrag: energie besparen en verschuiven in de tijd zijn hierbij belangrijke factoren. We denken ook dat de marktwerking een positieve impuls kan krijgen door de plaatsing van digitale meters, en dat ook deze baten voor een deel naar de afnemers kunnen terugvloeien.

Onafhankelijk van bovenstaande analyse dienen we volgens Richtlijn 2019/944 ten laatste tegen het einde van 2024 minstens 80% van de digitale meters uitgerold hebben.

De VREG adviseert daarom aan de Vlaamse Regering om in het Energiebesluit de plaatsing van een digitale meter in geval van een kleinverbruiksmeting voor elektriciteit te voorzien, zodat uiterlijk op 31 december 2024, 80% van de kleinverbruiksmetingen over een digitale meter beschikken, waarna een volledige uitrol beoogd wordt tegen 1 juli 2029.