

Allocatie 2.0 Business case onderbouwing – Technical appendix

Disclaimer

Dit document is een overzicht van de materialen die gemaakt zijn bij de totstandkoming van de business case van Allocatie 2.0.

Dit document kan niet los gezien worden van de geschreven onderbouwing van de business case van Allocatie 2.0

Inhoudsopgave

1. Introductie

2. Het programma Allocatie 2.0

3. Maatschappelijke business case Allocatie 2.0

4. Impact op de eindgebruiker

Appendix. Aansluiting met sector doelstellingen

Appendix. Lijst met gedetailleerde baten

1: Het Nederlandse energiesysteem ondergaat een grote verandering

EU heeft heldere doelstellingen gedefinieerd om klimaatneutraal te worden ...

2030:
– 55% CO₂¹

2050:
klimaatneutraal

... en de hiervoor vereiste energietransitie in Nederland versnelt in de periode 2020-2030

Verviervoudiging van duurzame elektriciteitsproductie met meer lokale opwek



Installatie van duurzame opwekkingscapaciteit:

17.4 GW zonne-energie

9.8 GW windenergie op zee

1.0 GW windenergie op land



Groter deel van huishoudelijk verbruik dat met eigen zonnepanelen wordt opgewekt van 15% naar 35%

Toenemende elektrificatie van energieverbruik dat zich meer concentreert op piekmomenten



Grote toename van elektrische auto's² van 200K naar 1.6M auto's ...

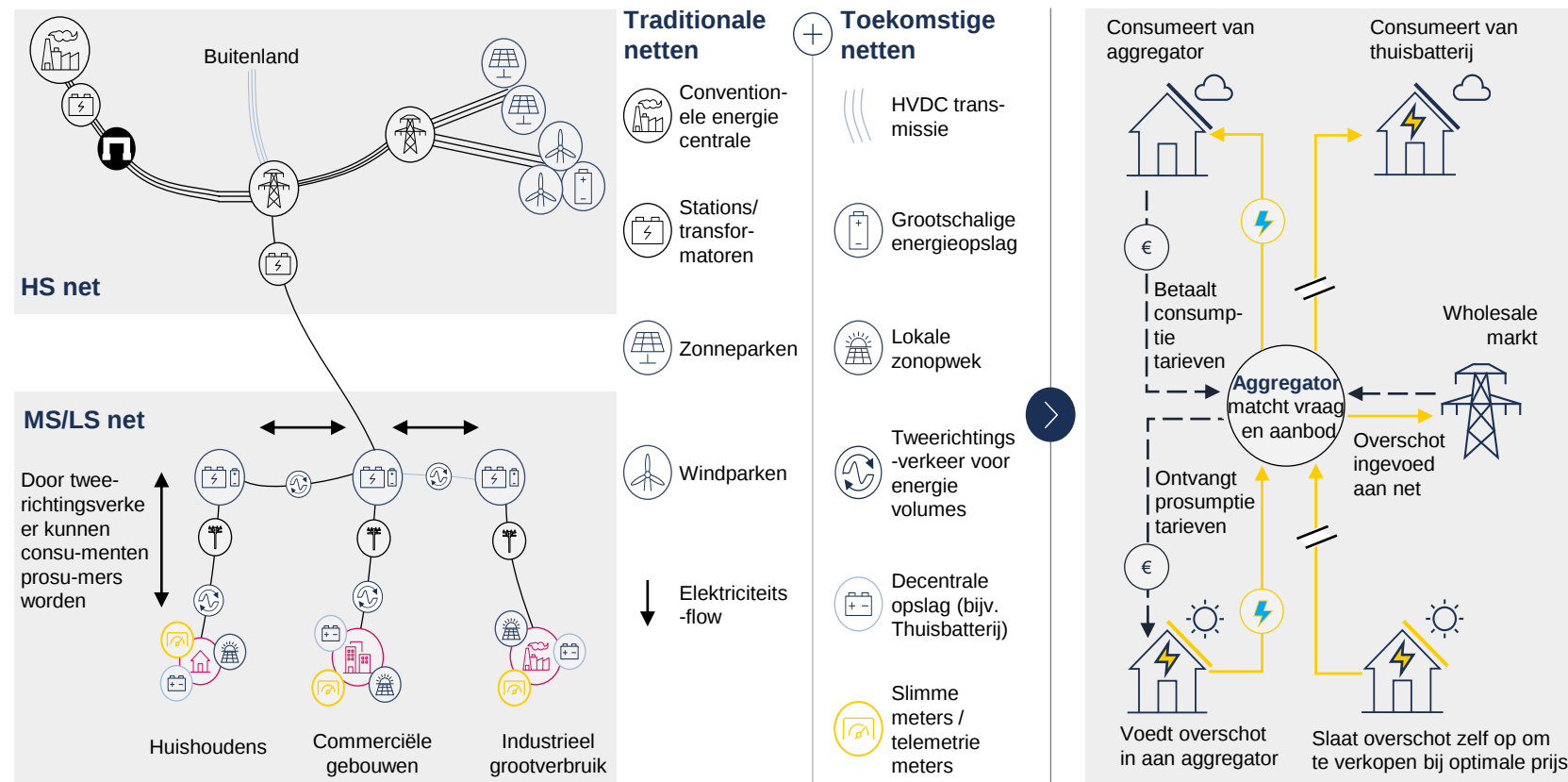


... en het aantal aardgasvrije woningen van 270K naar 700K³

1. Uitstootvermindering ten opzichte van 1990; 2. BEV's, dwz volledig elektrische auto's; 3. All-electric, incl. nieuwbouw en renovatie bestaande woningen

1: Om het veranderende energiesysteem te faciliteren zijn nieuwe waarde proposities nodig

Opwekking zal meer fluctueren en decentraliseren, waarbij energie-volumes in meerdere richtingen gaan ...



De energietransitie leunt op een flexibel energiesysteem met een goede afstemming tussen vraag en duurzaam aanbod. Dit is nodig omdat er significant meer verbruik en opwek is op bepaalde momenten gedurende de dag. Dit komt enerzijds door de verdere elektrificatie van de samenleving met een stijgend verbruik op piekmomenten als gevolg (door bijv. EV's, warmtepompen en koeling) en anderzijds door de steeds grilligere opwek (door groei van duurzaam en decentraal productievermogen).

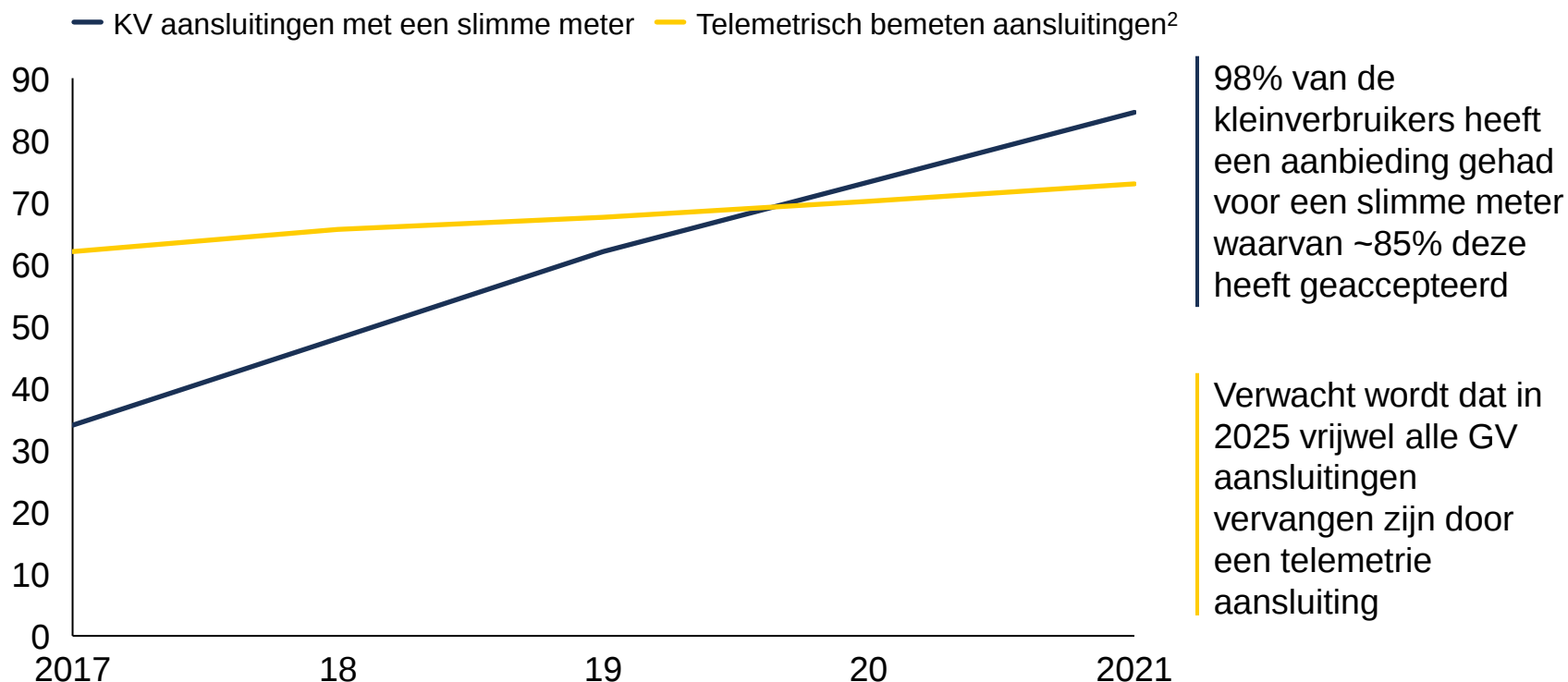
Om deze afstemming te verbeteren zullen de **waarde proposities binnen het energiesysteem moeten veranderen**. Nieuwe (digitale) waarde proposities maken het mogelijk om de consument actief te betrekken bij de energietransitie. **Voorbeelden hier van zijn time-of-use tariefstructuren en demand respons bij eindgebruikers**. Dit kan bijv. via aggregators.

Voor facilitering van deze ontwikkelingen is het belangrijk dat **toewijzing plaatsvindt op basis van daadwerkelijke energiestromen per kwartier tegen een representatieve prijs**. Met een accurate toewijzing worden leveranciers gestimuleerd nieuwe tariefstructuren (bijv. time-of-use tarieven) en producten aan te bieden aan consumenten

1: Om het energienet klaar te stomen voor de transitie is Nederland begonnen met de uitrol van slimme meters en telemetrie

Aandeel aansluitingen met slimme meter of telemetrie

Percentage



~1.5-2 EUR mld aan investeringen in slimme meters voor kleinverbruik door netbeheerders tot nu toe

Slimme meters sturen meterstanden door aan leveranciers en netbeheerders. Hiermee kan op afstand de energiestromen van aansluitingen op kwartierbasis worden uitgelezen

1. Extrapolatie van 800 EUR mln aan investeringen in slimme meters die Alliander sinds 2008 gemaakt voor 3.2 mln klantenbestand t.o.v. 8.0 mln huishoudens in heel Nederland

2. Gebaseerd op alle E3 aansluitingen, gezien deze verplicht per 2025 op kwartier uitlezing zitten en waarvan gemeten kwartierwaarden meegaan in de allocatie

1: De profielenmethodiek heeft een aantal beperkingen in het licht van de energietransitie en bijbehorende ontwikkelingen

Accurate toewijzing van energiestromen ontbreekt



1A

De huidige profielenmethodiek is gebaseerd op berekende volumes en gemiddelde prijzen, zonder onderscheid in afname en invoeding. Hierdoor is er geen accurate toewijzing van het energiestromen. Hierdoor is er geen prikkel om de vraag af te stemmen op duurzaam aanbod, terwijl dit essentieel is voor de energietransitie. Ook krijgen marktpartijen onjuiste volumes toegerekend waardoor zij onnodig risico's lopen

Stijgende onbalans volumes



1B

Verbruikspatroon van aansluitingen worden steeds grilliger en omvang decentrale opwek neemt toe (die tegelijkertijd ook meer fluctueert). Daardoor wordt het steeds moeilijker voor een BRP om de voorspelling goed te doen. Dit wordt versterkt door de huidige profielenmethodiek (zie pagina 9). Hierdoor stijgen de onbalansvolumes wat op den duur kan leiden tot risico's met betrekking tot de leveringszekerheid van kleine BRP's

Aangescherpte Europese wetgeving



1C

Nieuwe Europese regelgeving, Klimaatakkoord en de Clean Energy Package (CEP) hebben impact op de vereiste allocatie methodiek. De huidige methodiek voldoet niet voldoende aan deze regelgeving:

- De huidige profielenmethodiek vindt plaats op basis van berekende volumes en gemiddelde prijzen, niet op basis van daadwerkelijke energiestromen tegen representatieve prijzen zoals wordt voorgeschreven
- Het huidige systeem biedt geen stimulans tot het aanbieden van flexibiliteitsproposities aan de consument, terwijl wordt voorgeschreven dat zij rechtstreeks moeten kunnen deelnemen de markt, waarbij commerciële partijen ook verplicht worden om dynamische prijzen aan te bieden

Deepdive op de volgende pagina's

1A: Het huidige afrekenstelsel gebaseerd op de profielenmethodiek is niet toereikend om marktwerving in het toekomstige (en huidige) energiesysteem te faciliteren

Hoe moet toekomstige energiesysteem gefaciliteerd worden?



De energietransitie leunt op een flexibel energiesysteem met een goede afstemming tussen vraag en duurzaam aanbod. Het gevolg van een slechte afstemming is dat er een forse onderbenutting van duurzaam productievermogen ontstaat en een noodzaak om regelbaar (conventioneel) productievermogen en opslag bij te bouwen.

Flexibiliteitsproposities zijn een belangrijk middel om een flexibel en duurzaam energiesysteem te realiseren. Het kan er namelijk voor zorgen dat investeringen in fossiel regelbaar vermogen voor piekverbruik voorkomen kunnen worden door verschuiving van de energie vraag. Ook kan door flexibele tarieven de waarde van duurzaam productievermogen beter benut worden. Dit zal naast kostenbesparingen ook de CO2 uitstoot verminderen.

Wat is daarvoor nodig?



Voor het realiseren van flexibiliteitsproposities is het nodig dat energievolumes accuraat (op kwartierbasis) toegewezen worden op basis van een representatieve prijs
Hiermee worden eindgebruikers en marktpartijen beloond voor het aanpassen van vraag op het beschikbare aanbod

Waarom schiet het huidige afrekenstelsel tekort?



De huidige profielenmethodiek is niet geschikt voor het toewijzen van accurate volumes tegen representatieve prijzen omdat toewijzing plaats vindt op basis berekende volumes en de verrekening op basis van gemiddelde prijzen
Hierdoor is er geen stimulans voor de marktpartijen om nieuwe proposities uit te rollen en voor de eindgebruiker om deze te gebruiken

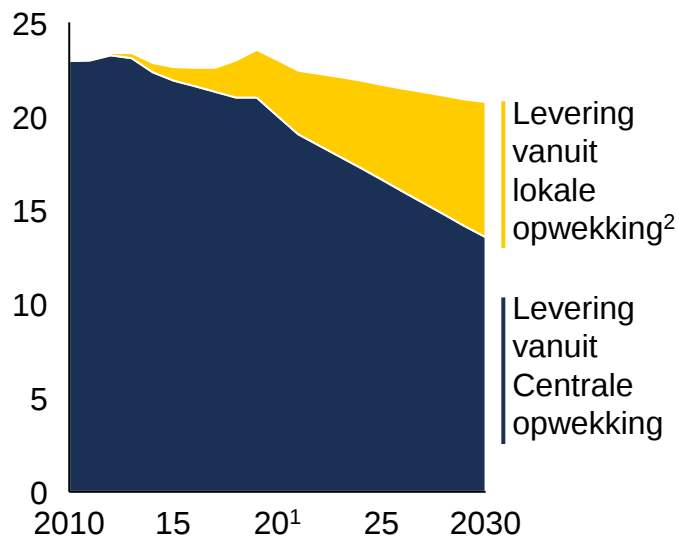
Voor marktfacilitering in het huidige energiesysteem:

In de huidige profielenmethodiek wordt gekeken naar netto-afname, er is geen splitsing tussen invoeding en afname binnen het huidige systeem. Dit versterkt het niet accuraat toewijzen van energiestromen en kan leiden tot marktverstoring in het huidige systeem: marktpartijen krijgen onjuiste volumes toegerekend en lopen daardoor onnodig risico's

1B: Door groter aandeel duurzame en decentrale opwek stijgt de onbalans met de huidige afrekeningsmethode

Verbruikspatronen worden steeds grilliger door toename van duurzame, decentrale opwek ...

Elektriciteitslevering aan huishoudens, TWh



...waardoor de onvoorspelbaarheid toeneemt, versterkt door de huidige profielenmethodiek...

Het is zeer lastig om een jaar van tevoren de steeds grilliger verbruikspatronen en decentrale opwek te voorspellen

Hierdoor worden de profielen een steeds minder goede weerspiegeling van het daadwerkelijke energiestromen, wat blijkt uit een toename van de variabiliteit van de MCF³:

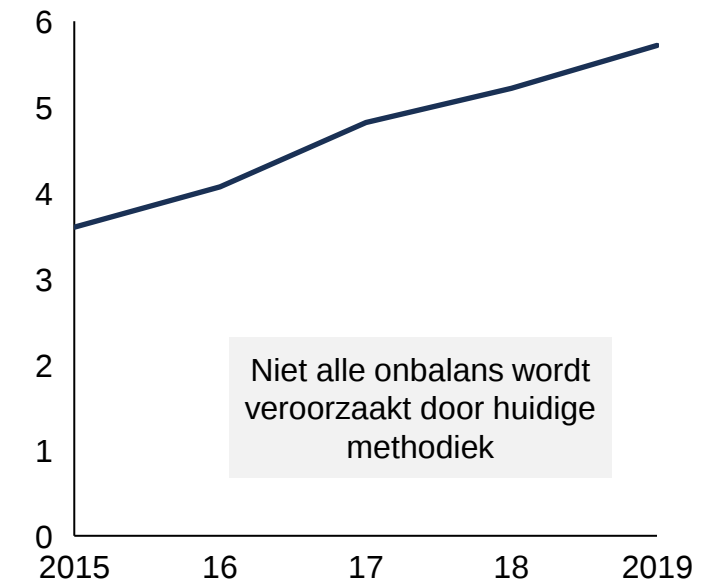
- De MCF³ schommelde historisch tussen 0,8 en 1,2
- Inmiddels schommelt de MCF tussen de -1 en 3 en de verwachting is dat dit verder toe zal nemen

De onvoorspelbaarheid wordt versterkt binnen de huidige profielenmethodiek doordat:

- De BRP niet gestimuleerd wordt het daadwerkelijke energiestromen van zijn eigen portfolio te voorspellen
- Er geen onderscheid gemaakt wordt tussen afname en invoeding

... wat te zien is in de toename van onbalansvolumes

Onbalansvolume, TWh



1. 2020 data geïntroleerd op basis van 2010-2019 en 2021-2030 data uit KEV 2020; 2. Ook wel invoeding of teruglevering genoemd, met name door opwekking met zonnepanelen van huishoudens; 3. De MCF kan gezien worden als maatstaf voor hoe goed de voorspelling op basis van de profielenmethodiek is. Bij een perfecte voorspelling is de MCF a.d.h.v. de profielenmethodiek gelijk aan 1

1C: Het huidige systeem zal moeten worden aangepast om te voldoen aan nieuwe Europese regelgeving

Aspecten van de elektriciteitsmarkt

Empowerment en bescherming van de consument



Belangrijke kaders vanuit Europese regelgeving zoals opgesteld in Clean Energy Package (CEP), citaten

“**Alle consumenten moeten rechtstreeks kunnen deelnemen aan de markt**, met name door hun verbruik aan te passen aan de marktsignalen, en in ruil daarvoor moeten zij kunnen profiteren van lagere elektriciteitsprijzen of andere stimulerende vergoedingen ... Zij moeten daarom kunnen profiteren van **contracten op basis van een dynamische elektriciteitsprijs** en de volledige invoering van slimme-metersystemen

De consumenten moeten **in staat zijn door henzelf opgewekte elektriciteit te verbruiken, op te slaan en te verkopen** en deel te nemen aan alle elektriciteitsmarkten door het systeem van flexibiliteit te voorzien

De regelmatige verstrekking van **accurate factureringsinformatie op basis van het feitelijke elektriciteitsverbruik**, vergemakkelijkt door slimme-metersystemen, is belangrijk om afnemers te helpen hun elektriciteitsverbruik en de bijbehorende kosten te reguleren

Verantwoordelijkheid voor balancering in de balanceringsmarkt

“Om balanceringsmarkten en het energiesysteem in zijn geheel klaar te maken voor de integratie van steeds meer variabele hernieuwbare energie, **moet de prijs van onbalansen een weergave zijn van de realtimewaarde van energie. Alle marktdeelnemers zijn financieel verantwoordelijk voor de onbalansen die zij in het systeem veroorzaken**, d.w.z. het verschil tussen het toegewezen volume en de eindpositie op de markt

Inhoudsopgave

1. Introductie

2. Het programma Allocatie 2.0

3. Maatschappelijke business case Allocatie 2.0

4. Impact op de eindgebruiker

Appendix. Aansluiting met sector doelstellingen

Appendix. Lijst met gedetailleerde baten

2: Allocatie 2.0 heeft als doel het verbeteren van meetdata collectie-, allocatie- en reconciliatie processen

Het gehele programma van Allocatie 2.0 bestaat uit 19 componenten

Meetdata collectie en distributie	M.1	Meetwaarden GV (IC249 TR 1)
	M.2	Reclamatie meetwaarden telemetrie (IC248 TR 1)
	M.3	Dagelijks versturen meetwaarden (IC231 TR 1)
	M.4	Meetcorrectierapport 2.0 (IC253 TR 2)
	M.5	SMA reparatiemethodiek (IC274)
	M.6	Optimalisatie meetketen KV (IC247A)
Allocatie	A.1	Allocatie GV telemetrie & KV SMA (IC276 TR 2)
	A.2	Noodzakelijke tussenoplossing allocatie geprofileerde aansluitingen (IC273 TR 2)
	A.3	Bepaling SJI/SJA (IC256 TR 2)
	A.4	Allocatie Netverlies
	A.5	Restantvolume configuratie
	A.6	Collectieve Slimme meter allocatie
	A.7	XML-berichten Allocatie ²
Recon./ Settlement & Correctie	RSC.1	Verrekenen volume verschillen slimme meter allocatie (IC275 TR 2)
	RSC.2	Settlement GV Telemetrie
	RSC.3	Meetfouten GV correctie proces
	RSC.4	Settlement profiel GV & KV
	RSC.5	Settlement DIM allocatiepunten
	RSC.6	XML-berichten Reconciliatie/ Settlement ²

Allocatie 2.0 is een totaalpakket, waarvan **cSMA** en de **noodzakelijke tussenoplossing** de belangrijkste scope items zijn



Deepline op de volgende pagina

Wat is cSMA?

cSMA zorgt voor een zuivere toewijzing van het gealloceerde volume aan BRP's door het uitlezen van kwartierwaarden uit slimme meters

De daaropvolgende verrekening is direct gebaseerd op daadwerkelijk afgenomen volume en representatieve prijzen

Wat is de noodzakelijke tussenoplossing?

Dagelijks worden dynamische profielfracties bepaald (in plaats van jaarlijks vastgestelde profielfracties) om de daadwerkelijke energiestromen, zowel invoeding als afname, van eindgebruikers te benaderen

Deze profielfracties zijn gebaseerd op steekproefdata uit een representatieve slimme meter populatie

2: cSMA is een essentieel onderdeel van Allocatie 2.0 en zorgt voor een zuivere toewijzing

Werking van cSMA



2: Voor Allocatie 2.0 worden twee uitrolscenario's overwogen

Scenario 1

Scenario 1 gaat via een tussenoplossing in 2023 naar cSMA in 2025



Scenario 2

Scenario 2 gaat direct naar cSMA in 2024



Opmerkingen

- De planning tot release 2 is vastgesteld
- De verdere invoeringsstrategie wordt in november nader bekeken
- De implementatie van cSMA in scenario 2 zal waarschijnlijk verlaat worden tot aug 2025, dit kan een negatief effect hebben op de NPV van ~25 mEUR
- XML berichten zijn onderdeel van het basis scenario (en daarom niet meegenomen in de business case)

Inhoudsopgave

1. Introductie

2. Het programma Allocatie 2.0

3. Maatschappelijke business case Allocatie 2.0

4. Impact op de eindgebruiker

Appendix. Aansluiting met sector doelstellingen

Appendix. Lijst met gedetailleerde baten

3. De business case van Allocatie 2.0 maakt een afweging tussen kwantitatieve, kwalitatieve en indirecte baten en risico's

mEUR		Basis scenario	Scenario 1	Scenario 2
Uitleg		Een situatie zonder Allocatie 2.0	Tussenoplossing in 2023, cSMA in 2025	Direct naar cSMA in 2024
Investerings		0	95	85
Verbeterde afstemming vraag en aanbod d.m.v. flexibiliteitsproposities (indirecte baten)		✗ Gebrek aan prijsprikkels voor consument en leverancier	✓ Na invoering cSMA	✓ Na invoering cSMA
Waarborging marktwerking		✗ Steeds ernstigere markverstoring doordat marktpartijen niet afgerekend worden op eigen portfoliogebruik – dit leidt tot risico's t.a.v. leveringszekerheid	✓ Deels na invoering tussenoplossing, volledig na invoering cSMA	✓ Na invoering cSMA
Compliant regelgeving		✗ Geen zuivere toewijzing en gebrek aan stimulans voor flexibiliteitsproposities	✓ Deels na invoering tussenoplossing, volledig na invoering cSMA	✓ Na invoering cSMA
Directe kwantitatieve baten	Onbalans reductie	In het basis scenario zullen de maatschappelijke kosten significant toenemen Impact in scenario 1 en 2 zijn ten opzichte van de basis scenario	155	140
	Reconciliatie risico		60	55
	Procesefficiëntie		35	30
	Totaal		245	225
10-jarige NPV op basis van directe baten en kosten		0	115	100
Andere kwalitatieve baten			Deels na invoering tussenoplossing, volledig na invoering cSMA	Na invoering cSMA
Mate waarin risico's kunnen worden gemitigeerd		Hoge risico's – grote financiële risico's met risico's t.a.v. leveringszekerheid	Door de tussenoplossing is er meer zekerheid als de wettelijke grondslag voor cSMA vertraagd wordt¹	Afhankelijk van wettelijke grondslag voor cSMA – bij vertraging kan de impact van scenario 2 lager worden¹

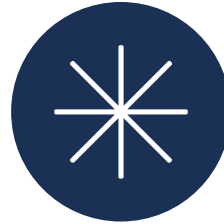
1. Bij scenario 1 zorgt een vertraging van de wettelijke grondslag van 5 jaar dat de NPV afneemt met ~15 mEUR tot ~100 mEUR, bij scenario 2 zal dit een afname van ~150 mEUR zijn tot ~ -50 mEUR

3: De baten van Allocatie 2.0 zijn te verdelen in drie categorieën



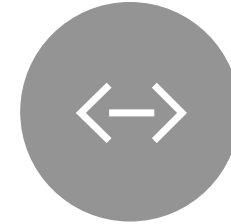
Directe, kwantitatieve baten

Baten die gekwantificeerd zijn, maatschappelijke impact hebben en een direct gevolg zijn van de invoering van Allocatie 2.0



Directe, kwalitatieve baten

Baten die niet gekwantificeerd zijn maar wel bijdragen aan eerlijkere, transparantere en efficiëntere meetdata collectie-, allocatie- en reconciliatieprocessen.



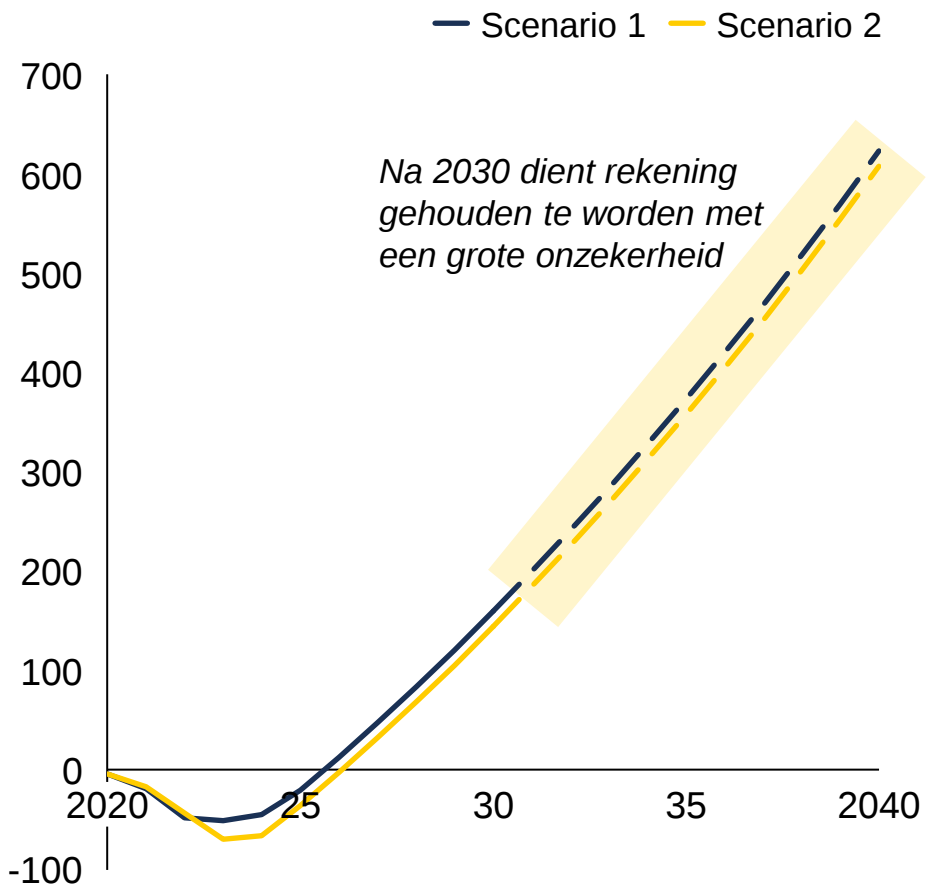
Indirecte baten

Indirecte baten: baten waarvoor naast Allocatie 2.0 nog andere investeringen nodig zijn. De baten zijn dus niet volledig toe te rekenen aan Allocatie 2.0 maar zouden zonder cSMA niet gestimuleerd worden.

3: De gekwantificeerde directe baten leiden in zowel scenario 1 als 2 tot een break-even punt rond 2026

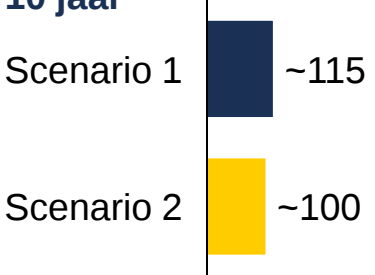


Cumulatieve cashflows per scenario vs. basis scenario, mEUR

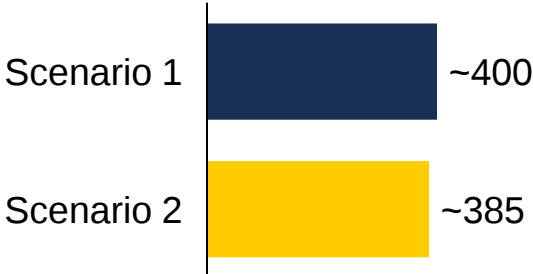


NPVs

10 jaar



20 jaar



Toelichting

Het resultaat van de jaarlijks kosten en baten worden bij het voorgaande jaar opgeteld om tot de cumulatieve cashflows te komen

Hieruit blijkt dat voor zowel scenario 1 als scenario 2 de investering rond 2026 is terugverdiend

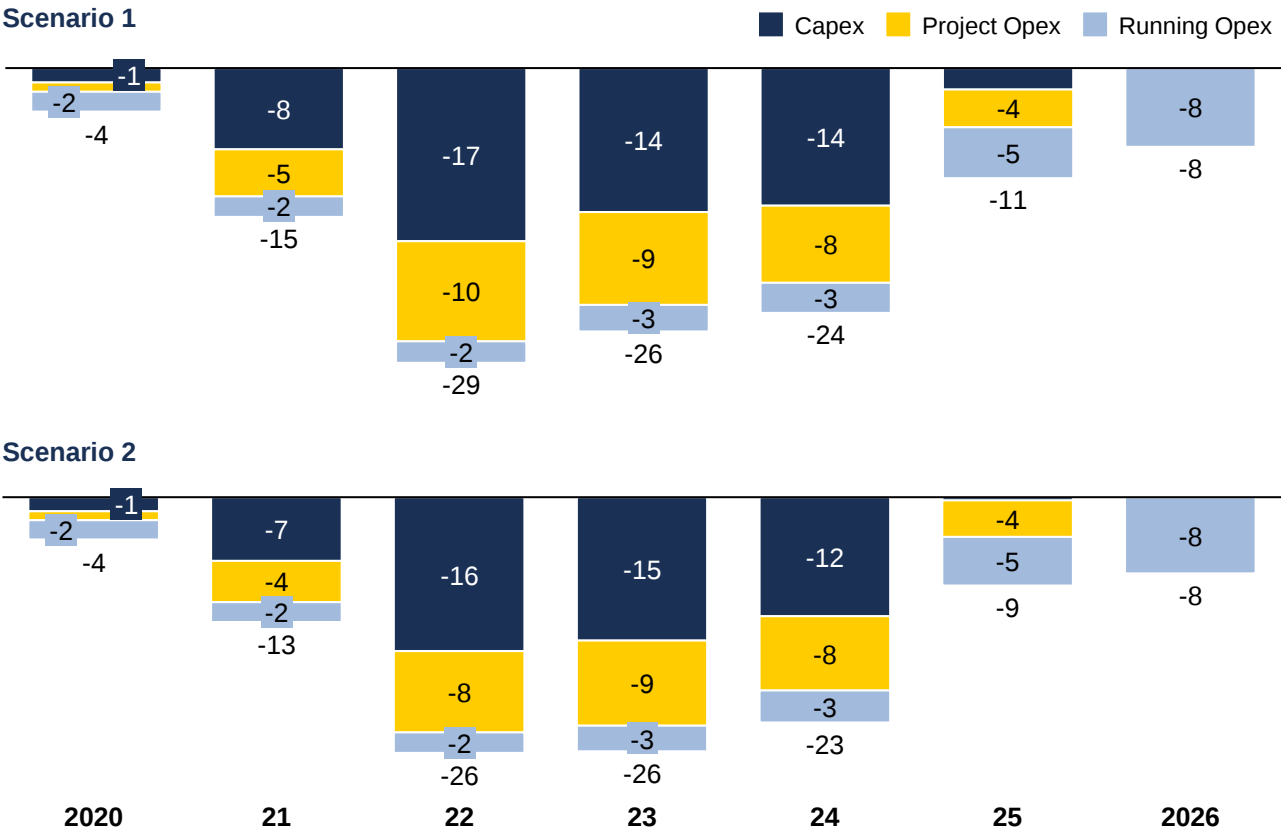
In de NPV berekening worden de jaarlijkse cashflows voor de komende 10 en 20 jaar gebruikt

Per jaar worden de kosten verdisconteert met een WACC van 3%

3.1: De initiële kosten van de uitrolscenario's van Allocatie 2.0 zijn ~95 mEUR in scenario 1 en ~85 mEUR in scenario 2



Kosten per scenario vs. basis scenario, mEUR



Investerings per stakeholder¹

RNB	78
LNB	5
BRP	2
LV	8
MV	na
Totaal	~95

RNB	73
LNB	5
BRP	1
LV	7
MV	na
Totaal	~85

Uitgangspunten

Kosteninschattingen zijn gebaseerd op de input van verschillende stakeholders, rekeninghoudend met een implementatietraject op basis van vier releases in beide scenario's. Er is een buffer van 20% opgenomen voor tegenslagen bij de kosten van de RNBs².

Kosten voor XML-berichten zijn niet meegenomen in de business case; deze zouden ook zonder Allocatie 2.0 worden doorgevoerd.

Een aantal kosten worden niet meegenomen in de NPV maar worden meegenomen in de gevoeligheidsanalyse:

- Risico op additionele investeringen voor een extra release (eenmalige extra kosten van ~25 mEUR)
- Risico op extra telecom kosten voor de RNB (eenmalige kosten van ~15 mEUR, jaarlijkse extra kosten van ~14 mEUR)

Er is geen verdiepende analyse gedaan op de hoogte van de door partijen ingeschatte kosten

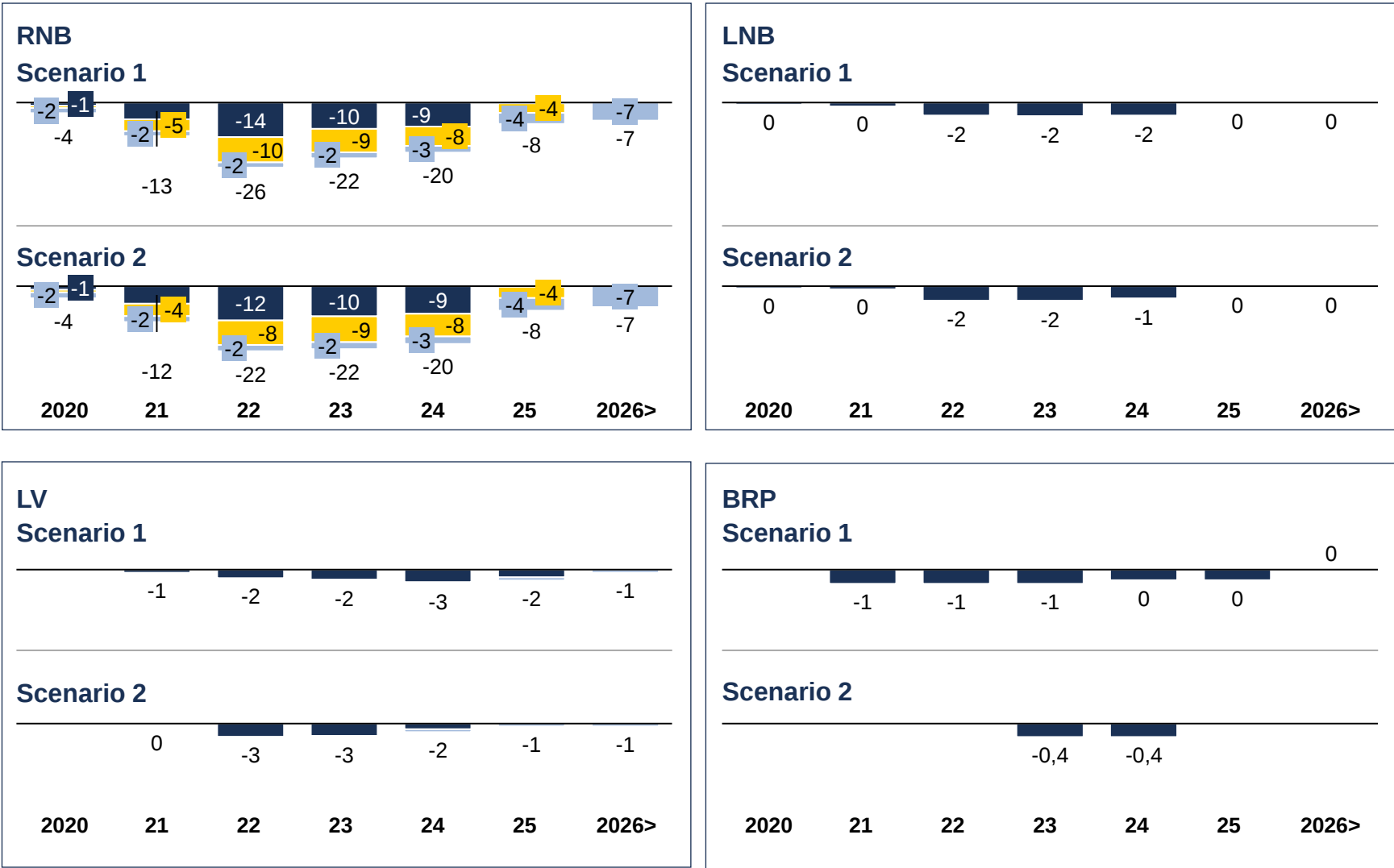
1. Exclusief running Opex
2. 20% is gebaseerd op interviews met experts van RNBs, onduidelijk of dit ook opgenomen is bij overige partijen
Bron: kosten zijn inschattingen van de afzonderlijke partijen

3.1: De kosten voor de uitrol van Allocatie 2.0 komen voornamelijk voor rekening van RNB's



mEUR

Capex Opex Running Opex



Uitgangspunten

Kosten voor de MV zijn niet meegenomen

Alle kosteninschattingen zijn gebaseerd op input van partijen

De running Opex is de som van bespaarde Opex en additionele Opex

- Bij BRP's is besparing is groter dan de additionele kosten waardoor de som is opgenomen als baat (zie pagina 26)
- Voor overige partijen is de additionele running Opex groter dan de Opex besparing, waardoor de som is opgenomen als kosten

Er is geen verdiepende analyse gedaan op de hoogte van de door partijen ingeschatte kosten

3.2: De totale kwantitatieve baten hebben een 10-jarige NPV van ~245 mEUR voor scenario 1 en ~225 mEUR voor scenario 2



Kwantitatieve baat	Toelichting	10-jarige NPV, mEUR	
		Scenario 1	Scenario 2
1 Verlaging van onbalanskosten en inzet balanceringsdiensten door een nauwkeurigere voorspelling van het eindgebruik	Door Allocatie 2.0 wordt de BRP gestimuleerd om de energiestromen van zijn eigen portfolio beter te voorspellen, doordat de allocatie een zo goed mogelijke representatie is van de werkelijke energiestromen Een betere voorspelling kan zorgen voor een verlaging van het onbalansvolume en verminderde inzet van balanceringsdiensten De BRP's moeten extra kosten maken voor de risico opslag van de onbalans. Dit wordt doorbelast aan leveranciers en uiteindelijk aan de eindgebruikers. Het reduceren van deze kosten leidt tot maatschappelijke baten	154	140
2 Reduceren van het reconciliatie risico door een kortere, meer accurate en lagere reconciliatie	De initiatieven in Allocatie 2.0 leiden tot het afnemen van het reconciliatievolume en de reconciliatietermijn Commerciele partijen hoeven hierdoor minder en korter kapitaalreserves aan te houden, wat leidt tot besparingen op de kapitaalkosten Daarbij is het prijsrisico voor BRP's verlaagd doordat zij eerder weten voor welke prijs de volumes verrekend worden	57	53
3 Verlaging van proceskosten door efficiëntere meetdata collectie-, allocatie- en reconciliatieprocessen	Allocatie 2.0 bestaat uit initiatieven die het gehele proces efficiënter maken, Efficiëntie wordt gerealiseerd door meerdere scope items uit Allocatie 2.0, met name op het gebied van automatisering. In de huidige efficiëntie baten zijn enkel besparingen opgenomen voor de BRP's. Het is echter mogelijk dat ook bij andere partijen in de loop van de tijd efficiëntie zal optreden door de meer geautomatiseerde afhandeling	34	32
Totaal		245	225

Deepdive op de volgende pagina's

3.2: De kwantificatiemethode is per baat op maat gemaakt

Uitgangspunten modellering van de baten

- Voor elke kwantitatieve baat is een aparte aanpak opgesteld in samenwerking met experts
- Er is een WACC van 3% gehanteerd (op basis van de WACC die de ACM veronderstelt voor de RNB's).
- De onderliggende drivers voor de projecties naar 2030 en 2040 zijn consistent voor alle baten, dit zijn bijvoorbeeld de ontwikkeling van duurzame energie-opwek, implementatie tijdslijnen van de releases en consumptie & aantal huishoudens in Nederland
- Waar nodig zijn aanvullend assumpties overeengekomen met experts
- **Alle uitkomsten zijn schattingen en komen met een bepaalde onzekerheid, de belangrijkste onzekerheden zijn nader geëvalueerd op pagina 38 in dit document. Er zijn geen aparte bandbreedtes aangegeven per baat omdat dit de uitkomsten dermate beïnvloedt dat een goede afweging van het de business case lastig wordt.**
- Echter dient er na 2030 wel rekening gehouden te worden met een grote onzekerheid

Voorbeeldberekeningen

Upward regulation (shortage)							
	2018	2019	2020				
Imbalance volume (TWh)	(2.63)	(2.96)	(3.47)				
Imbalance cost (M EUR)	€ 36.12	€ 37.03	€ 64.15				
Downward regulation (surplus)							
	2018	2019	2020				
Imbalance volume (TWh)	2.59	2.76	3.31				
Imbalance cost (M EUR)	€ -28.00	€ -19.62	€ -24.97				
Historical data							
Base case: absolute imbalance							
	2018	2019	2020	Extrapolation based on KEV outlook			
Imbalance volume (TWh)	5.22	5.72	6.32	6.77	7.00	7.43	7.90
Imbalance cost (M EUR)	€ 64.1	€ 56.65	€ 72.4	€ 77.5	€ 80.1	€ 85.1	€ 90.5
Renewables power generation	16.5%	18.7%	26.2%	32.3%	34.7%	39.2%	44.0%
Average imbalance cost per TWh	€ 12.28	€ 9.90					
Imbalance volume small consumption (TWh)	2.09	2.29	2.53	2.71	2.80	2.97	3.16
Imbalance cost small consumption (EUR)	€ 25.6	€ 22.7	€ 29.0	€ 31.0	€ 32.1	€ 34.0	€ 36.2
Baseload imbalance small consumption (TWh)				1.0	1.1	1.1	1.2
Baseload costs small consumption (TWh)				€ 11.70	€ 12.39	€ 13.06	€ 13.76
Historical data							
Base case							
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Reconciliation volume small consumption (MWh)	1,797,320	2,614,287	3,111,002	3,702,092	4,405,490	5,242,533	6,238,614
MCF volume (MWh)	4,210,181	5,010,115	5,962,037	7,094,824	8,442,841	10,046,981	
Time horizon reconciliation (months)			7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
Reconciliation value (EUR)	98,930,984	137,513,015	163,640,488	194,732,181	231,731,295	275,760,241	328,154,687
WACC			3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Capital costs			3,166,225	3,767,808	4,483,692	5,335,593	6,349,356
Scenario 1							
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Reconciliation volume small consumption (MWh)	1,797,320	2,614,287	3,111,002	3,702,092	4,405,490	5,242,077	1,933,970
MCF volume (MWh)	4,210,181	5,010,115	5,962,037	7,094,824	8,442,841	3,568,207	3,114,564
Time horizon reconciliation (months)			7.7	7.7	7.7	7.7	5.9
Reconciliation value (EUR)	98,930,984	137,513,015	163,640,488	194,732,181	231,731,295	117,198,102	101,727,953
WACC			3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Capital costs			3,166,225	3,767,808	4,483,692	2,267,627	1,503,833
Scenario 2							
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Reconciliation volume small consumption (MWh)	1,797,320	2,614,287	3,111,002	3,702,092	4,405,490	5,242,533	2,287,492
MCF volume (MWh)		4,210,181	5,010,115	5,962,037	7,094,824	8,442,841	3,683,893
Time horizon reconciliation (months)			7.7	7.7	7.7	7.7	5.9
Reconciliation value (EUR)	98,930,984	137,513,015	163,640,488	194,732,181	231,731,295	275,760,241	120,323,385
WACC			3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Capital costs			3,166,225	3,767,808	4,483,692	5,335,593	1,778,727

3.2 Verlaging van onbalanskosten en inzet balanceringsdiensten door een nauwkeurigere voorspelling van het eindgebruik (1/2)

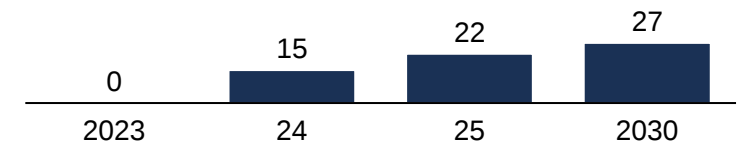
Rationale voor verlaging van onbalanskosten

- Door de verbeterde (in de tussenoplossing) en de zuivere (met cSMA) toewijzing van het volume wordt het daadwerkelijke energiestromen in een portfolio accurater toegewezen aan een BRP
- Omdat een BRP tracht de allocatie te voorspellen kan dit zorgen voor een nominatie die beter aansluit op het eindgebruik. Daarmee zullen de onbalansvolumes (en kosten) dalen. De BRP wordt hier immers direct voor beloond.
- Daarnaast zal ook de directere (en accuratere) feedback van de energiestromen van het portfolio richting de BRP bijdrage aan een betere voorspelling.
- Een lagere onbalans resulteert in maatschappelijke baten doordat energie die eerder wordt ingekocht i.p.v. op de onbalansmarkt over het algemeen een lagere prijs heeft
- Allocatie 2.0 stimuleert demand respons van eindklanten (via time-of-use tarieven), wat eventueel kan zorgen voor extra sturing op het voorkomen van onbalans
- Ondanks bovenstaand effecten blijft er altijd een risico op onbalans
- Een ander risico is dat het voorspellen van de energiestromen lastiger blijkt dan nu gedacht waardoor de baten lager uit kunnen vallen (zie pagina 38)

Impact scenario 1, mEUR



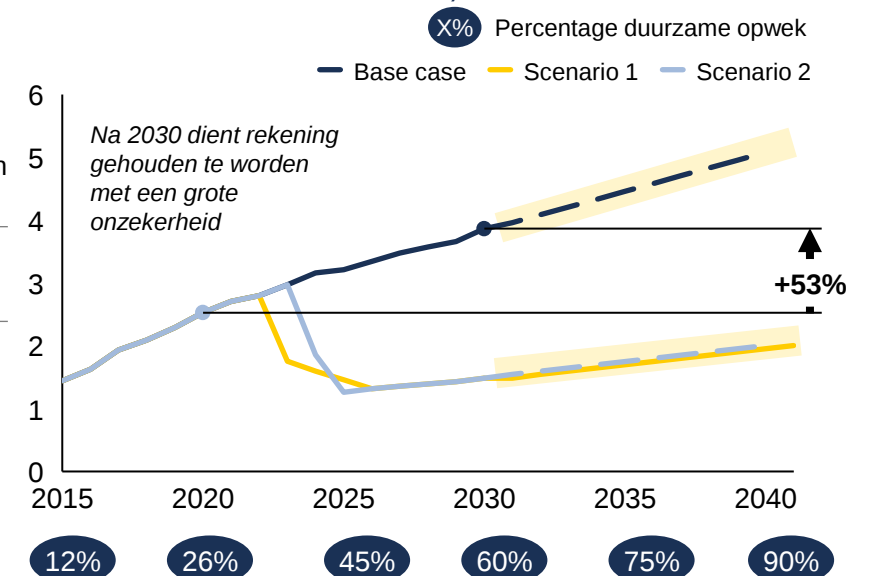
Impact scenario 2, mEUR



Assumpties voor verlaging van onbalanskosten

Totale onbalanskosten	• De stijging van de totale onbalanskosten¹ wordt gedreven door toename in onbalansvolume, de aanname is dat de kosten per volume-eenheid gelijk blijven • In de basis scenario nemen de historische onbalanskosten toe op basis van de groeiprojectie van duurzame energieopwekking² • De totale onbalanskosten van 2020 zijn geschat op basis van het eerste kwartaal van 2020, gezien de impact van COVID. Historisch gezien is de onbalans evenredig verdeeld over de vier kwartalen
Percentage KV in onbalans	• 40% van de totale onbalans is verondersteld als veroorzaakt door kleinverbruik
Onbalans-reductie	• Er zal altijd onbalans blijven bestaan. Voor deze baseload is het volume van de KV onbalans in 2010 gekozen (1.4 TWh¹). In 2010 was het effect van duurzame opwek zeer gering. Daarnaast wordt zelfs bij een perfecte voorspelling niet alle opwek door zonne-energie correct voorspelt – aangenomen is dat van alle opgewekte zonne-energie ~7% resulteert in onbalans (zelfs bij een perfecte voorspelling)³. • Het deel van het KV onbalans boven de baseload is verondersteld af te nemen met 80% na invoering van de tussenoplossing en volledig reduceren na invoering van cSMA

Onbalansvolume kleinverbruik, TWh

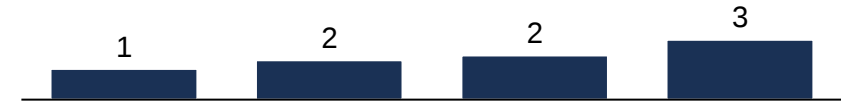


3.2 Verlaging van onbalanskosten en inzet balanceringsdiensten door een nauwkeurigere voorspelling van het eindgebruik (2/2)

Rationale voor verminderde inzet balanceringsdiensten

- Doordat BRP's geïncentiveerd zijn om accuraat te nomineren en betere data tot hun beschikking hebben zullen ze in staat zijn beter het eindverbruik van de volgende dag te voorspellen (zie vorige pagina)
- Naast een verminderd risico op onbalans voor BRP's leidt dit ertoe dat er daadwerkelijk minder balanceringsdiensten hoeven te worden ingezet door de LNB
- Deze kosten voor het inzetten van balanceringsdiensten worden door de LNB verrekend via de transporttarieven en een besparing hierop leidt tot maatschappelijke baten
- Allocatie 2.0 stimuleert demand respons van eindklanten (via time-of-use tarieven), wat eventueel kan zorgen voor extra sturing op het voorkomen van onbalans
- Ondanks bovenstaand effecten blijft er altijd een risico op onbalans

Impact scenario 1, mEUR



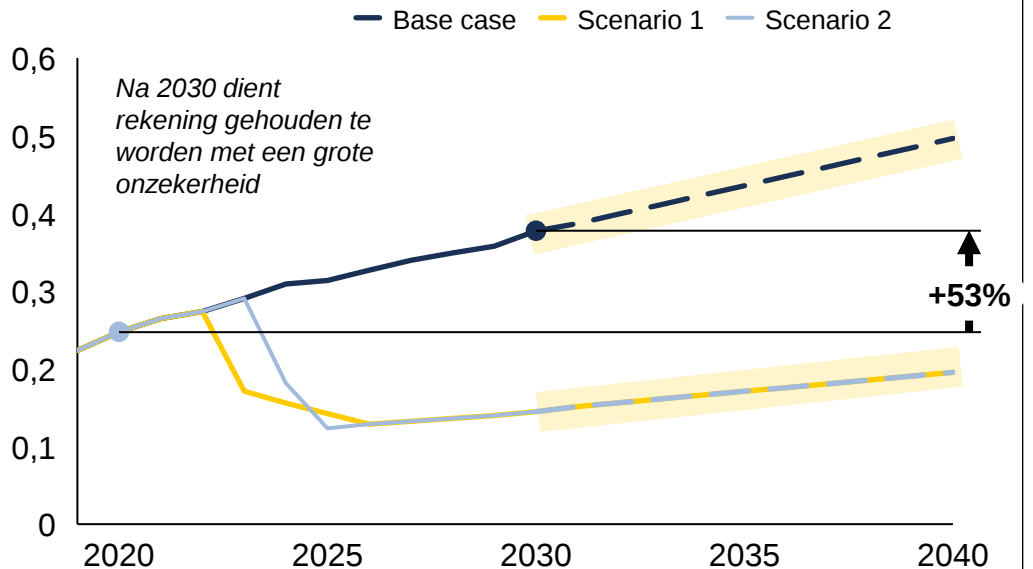
Impact scenario 2, mEUR



Assumpties voor verminderde inzet balanceringsdiensten

Gegenereerd volume door inzet RRV	• De inzet van balanceringsdiensten uit 2019 neemt evenredig toe met de totale onbalanstoe name welke is geforecast aan de hand van de toename van duurzame opwek van energie
Afname onbalans	• Zie vorige pagina voor een gedetailleerde uitleg
Prijsverschil onbalans en EPEX	• Het gemiddelde prijsverschil tussen de onbalansprijs en de EPEX-prijs in de jaren 2016-2019 wordt constant verondersteld

Inzet balanceringsdiensten kleinverbruik, TWh



3.2 Reduceren van het reconciliatie risico door een kortere, meer accurate en lagere reconciliatie



Rationale

- In het huidige systeem zijn BRP's verplicht om kapitaalreserves aan te houden t.b.v. de reconciliatie.
- Door de verbeterde (in de tussenoplossing) en de zuivere (met cSMA) toewijzing van het gemeten volume zal de allocatie aanzienlijk beter overeenkomen met het daadwerkelijke energiestromen.
- Het te reconciliëren volume wordt hierdoor sterk verlaagd en daarmee hoeven de BRP's minder kapitaalreserves aan te houden. Bovendien weet de BRP eerder tegen welke prijs de reconciliatie plaats zal vinden wat leidt tot een verminderd prijsrisico.
- Daarbij leidt het verkorten van de reconciliatietermijn (door het opnemen van maandstanden in de reconciliatie) tot een verkorting van de periode waarvoor de reserves aangehouden worden.

Impact scenario 1, mEUR



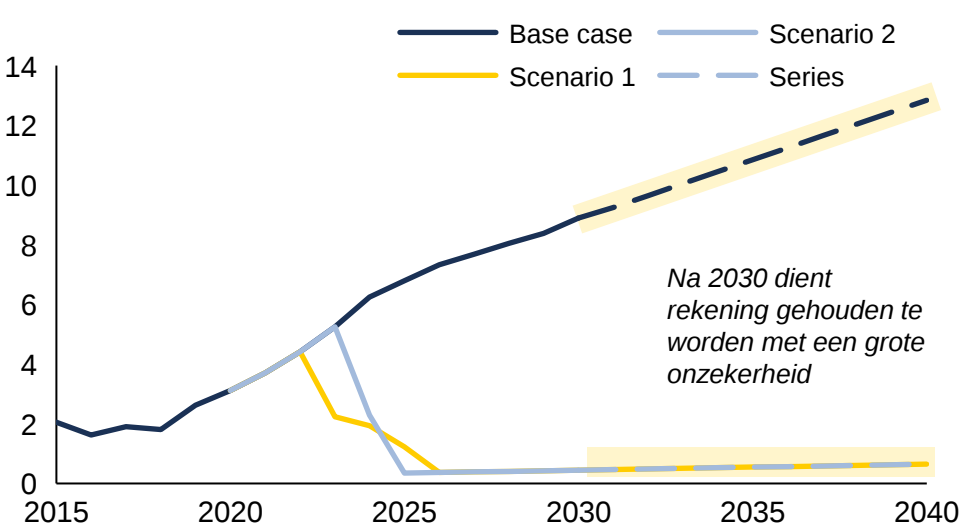
Impact scenario 2, mEUR



Assumpties

Gemiddelde tijdsduur reconciliatie volume	• De tijdsduur van de reconciliatie bestaat in de huidige situatie gemiddeld uit 7.7 maanden. Na 2025 (release 3) zal deze verkort worden tot 5 maanden (waarvan 4 maanden dispuutsperiode)
Jaarlijks reconciliatie volume	• Het reconciliatievolume is sterk afhankelijk van het restantvolume en wordt daarom voorspeld a.d.h.v. de historische correlatie met het restantvolume en de toekomstige ontwikkeling van het restantvolume ¹
Prijs reconciliatie	• Het reconciliatievolume wordt verrekend tegen de maandelijks gemiddelde EPEX prijzen • EPEX prijzen van 2020 worden constant verondersteld voor de komende jaren (conservatieve schatting)
Kapitaalkosten	• WACC van 3% (ACM basis assumptie voor BuCa)
Prijsrisico	• Schatting op basis van input van BRP's

Reconciliatie volume kleinverbruik, TWh



1. Zie pagina 31 voor details over de ontwikkeling van het restantvolume
Bron: Reconciliatieverdeling 2020 TenneT, ACM, Scope en Invoeringsstrategie Allocatie 2.0

3.2 Verlaging van proceskosten door efficiëntere meetdata, allocatie en reconciliatie processen

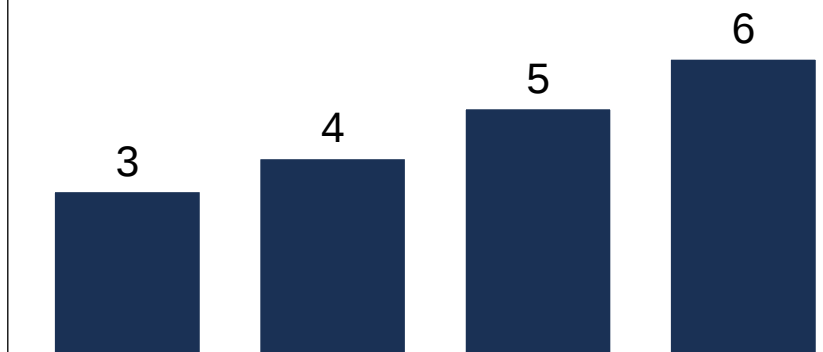
Rationale

- Allocatie 2.0 bevat een aantal initiatieven die het gehele proces efficiënter maken.
- Efficiëntie wordt gerealiseerd door meerdere scope items uit Allocatie 2.0, met name op het gebied van automatisering van:
 - Verbeterde proces efficiëntie meetdata keten
 - Verbeterde proces efficiëntie reconciliatie
 - Efficiëntere allocatie & reconciliatie processen door invoering van cSMA

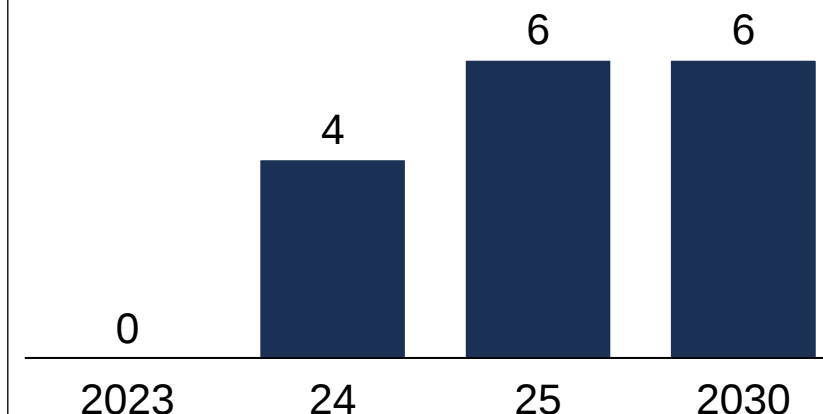
Assumpties

- Aangenomen wordt dat er alleen efficiëntie baten bij de BRP's zijn die leiden tot daadwerkelijke P&L impact, schatting van de grootte is gebaseerd op input van de BRP's
- Voor de overige partijen zullen de efficiëntere processen niet leiden tot P&L impact omdat tegelijkertijd additionele kosten gemaakt moeten worden door invoering van cSMA. Dit kan echter in de toekomst veranderen door automatisatie van processen

Impact scenario 1, mEUR



Impact scenario 2, mEUR

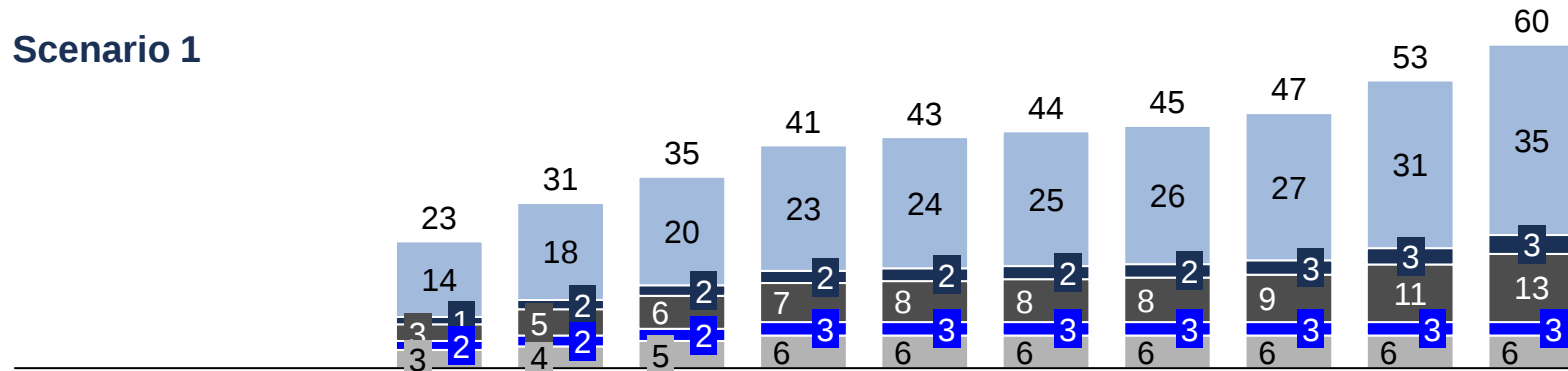


3.2 De totale verwachte baten liggen in 2030 rond de ~45 mEUR

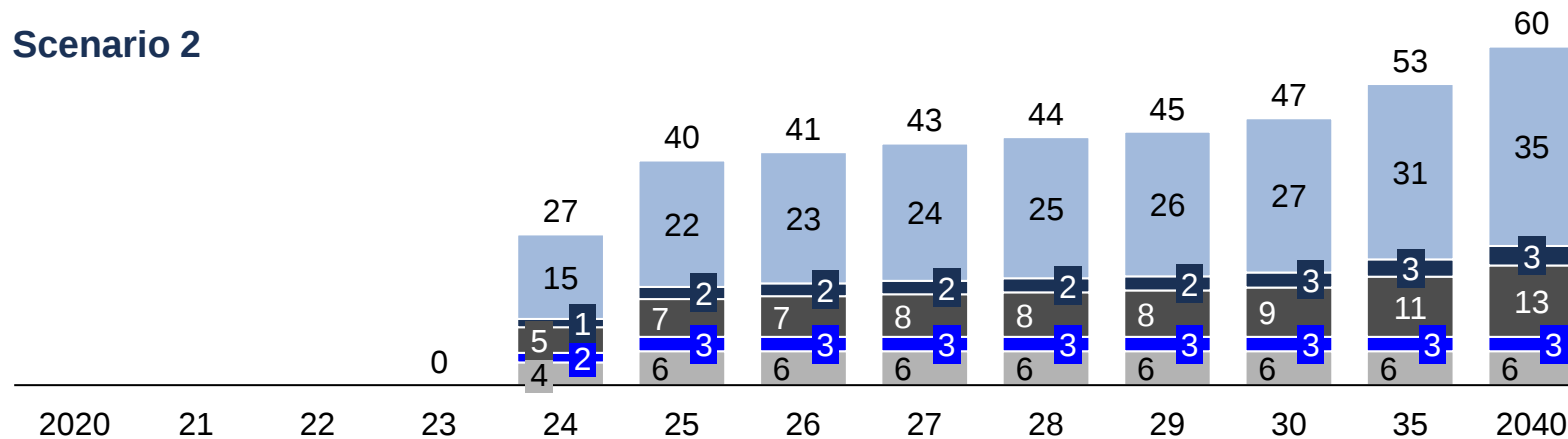
Baten per scenario, mEUR

Verlaging van onbalanskosten¹ Reduceren volumerisico van reconciliatie² Efficiëntie baten
Verlaging inzet balanceringsdiensten¹ Reduceren prijsrisico reconciliatie²

Scenario 1



Scenario 2



Baten zijn in beide scenario's hetzelfde na 2025 omdat beide scenario's dan cSMA geïmplementeerd hebben

Baten starten eerder in scenario 1 omdat de tussenoplossing eerder geïmplementeerd wordt dan cSMA in scenario 2

1. Verlagen onbalanskosten en inzet balanceringsdiensten worden apart getoond op deze slide - in de business case zijn ze echter samen geëvalueerd.

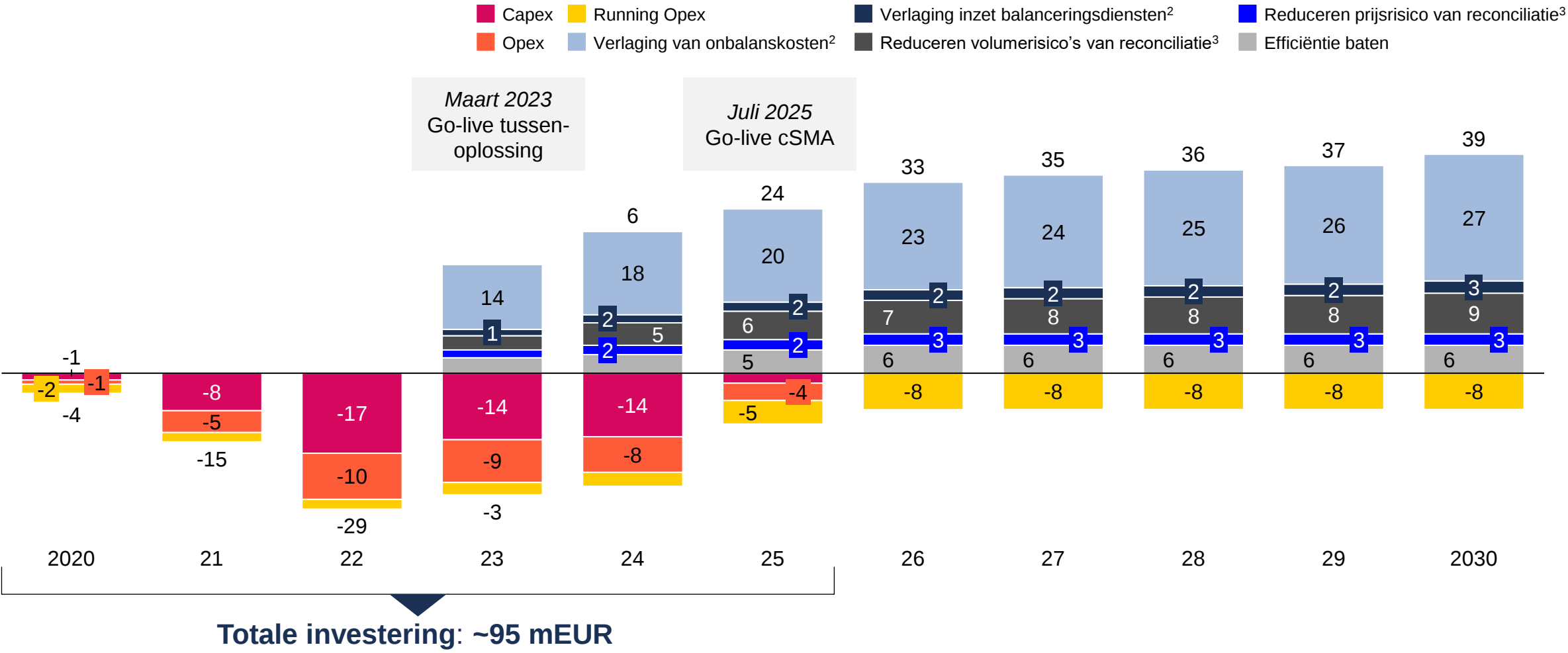
2. Reduceren volumerisico van reconciliatie en prijsrisico reconciliatie worden apart getoond op deze slide - in de business case zijn ze echter samen geëvalueerd

Bron: bedrijfswebsite TenneT, Klimaat- en Energieverkenning 2020, EPEX data via Montel, Reconciliatieverdeling 2020 TenneT, ACM, Scope en Invoeringsstrategie Allocatie 2.0, input afzonderlijke partijen, expert interviews

3.2 Verwachtte kosten en baten in scenario 1 vs. basis scenario



mEUR, scenario 1¹

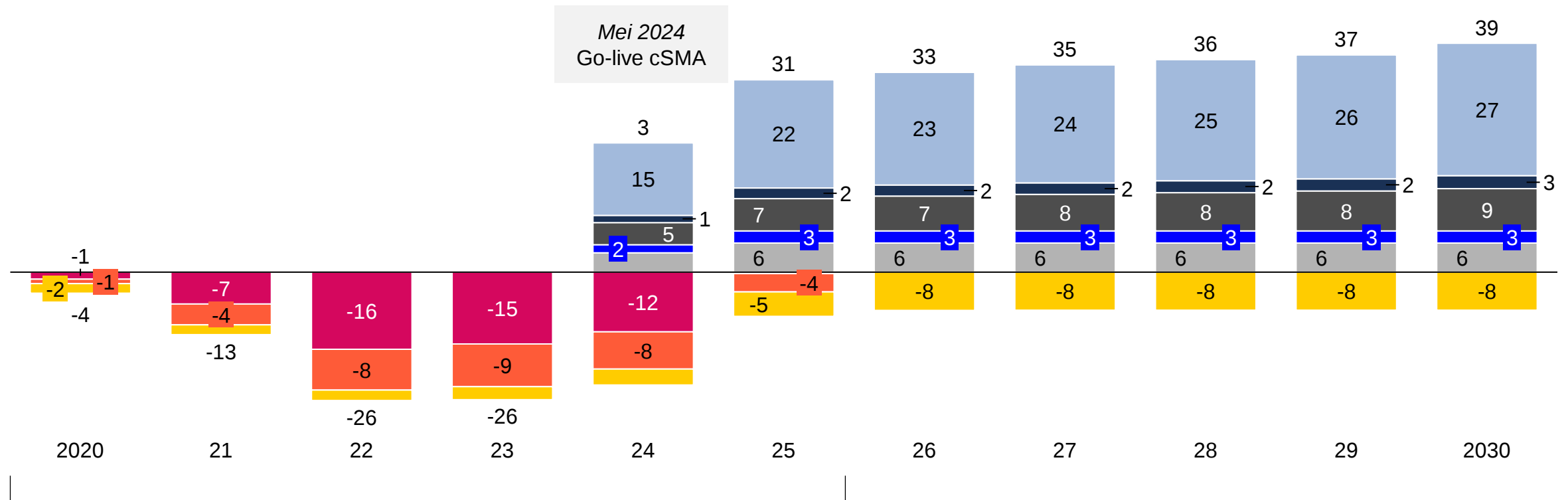


1. Exclusief de kosten voor de MV
2. Verlagen onbalanskosten en inzet balanceringsdiensten worden apart getoond op deze slide - in de business case zijn ze echter samen geëvalueerd.
3. Reduceren volumerisico van reconciliatie en prijsrisico reconciliatie worden apart getoond op deze slide - in de business case zijn ze echter samen geëvalueerd

3.2 Verwachte kosten en baten in scenario 2 vs. basis scenario

mEUR, scenario 2¹

Capex Running Opex Verhoging inzet balanceringsdiensten² Reduceren prijsrisico reconciliatie³
Opex Verhoging van onbalanskosten² Reduceren volumerisico reconciliatie³ Efficiëntie baten



Totale investering: ~85 mEUR

1. Exclusief de kosten voor de MV
2. Verlagen onbalanskosten en inzet balanceringsdiensten worden apart getoond op deze slide - in de business case zijn ze echter samen geëvalueerd.
3. Reduceren volumerisico van reconciliatie en prijsrisico reconciliatie worden apart getoond op deze slide - in de business case zijn ze echter samen geëvalueerd

3.3 Kwalitatieve baten



Deepdive op de volgende pagina



Kwalitatieve baat	Toelichting
Een eerlijkere verdeling van het allocatie volume waardoor onnauwkeurigheid in de voorspelling van een BRP wordt doorbelast aan de juiste BRP	- Door de profielenmethodiek komen de toegewezen volumes (en bedragen) niet overeen met daadwerkelijke volumes van de klanten van het eigen portfolio van BRP's. Dit zorgt voor een oneerlijke doorberekening van kosten t.g.v. onnauwkeurigheid in de voorspelling - cSMA en de tussenoplossing zullen er voor zorgen dat het totaal te alloceren volume nauwkeuriger verdeeld wordt onder de portfolio's van de BRP's - Dit zorgt niet voor een besparing maar wel voor een verschuiving tussen marktpartijen, waardoor eerlijkheid toeneemt en risico's verlaagd worden. De verwachting is dat in 2030 ongeveer ~35 mEUR eerlijker verdeeld wordt.
Dit zorgt ervoor dat de markt kan blijven functioneren	- In het huidige systeem zal de marktwerking op korte termijn in het geding komen doordat financiële risico's van marktpartijen toenemen - Dit wordt veroorzaakt door de onzuivere toewijzing van volumes aan marktpartijen (zie hierboven) en risicovolle kosten zoals onbalanskosten. - Op den duur kunnen deze hogere risico's zorgen voor faillissementen van marktpartijen. Daarnaast zullen de financiële risico's de instapdrempel verhogen voor nieuwe marktpartijen door een steeds verder verslechterd business model. - Hierdoor kunnen risico's ontstaan ten aanzien van de leveringszekerheid - Allocatie 2.0 en met name cSMA zorgt er voor dat de marktwerking verbeterd doordat de risico's verlaagd worden
Compliant met CEP doelstellingen, nieuwe Europese regelgeving en Klimaatakkoord	- Het huidige systeem zal moeten worden aangepast om te voldoen aan nieuwe (Europese) regelgeving zoals opgesteld in de Clean Energy Package (CEP) en het Klimaatakkoord - In de nieuwe regelgeving staat dat BRP's afgerekend moeten worden op de daadwerkelijke energiestromen van hun portfolio per kwartier en dat het systeem faciliteert dat kwartierproducten aangeboden kunnen worden aan kleinverbruik aangesloten. Allocatie 2.0 voorziet hierin. - Niet compliant zijn met nieuwe richtlijnen kan tot financiële impact leiden maar is niet dat is niet onderzocht in deze business case
Standaard settlement proces voor alle marktpartijen	Een standaard settlement proces voor alle marktpartijen binnen het grootverbruik kan leiden tot minder disputen over de methode en een beter sluitende energiebalans.
Verbeterd netveiligheidsproces	Dit kan een gevolg zijn van de nauwkeurigere voorspelling van de energiestromen. Deze nauwkeurige voorspelling wordt mogelijk gemaakt door gedetailleerd inzicht in de energiestromen.
Kwaliteitsverbetering grootverbruik meetdata-collectieproces	Het dagelijks versturen van meetwaarden, splitsing tussen invoeding en afname in meetwaarden, geoptimaliseerde communicatie en rechtstreekse reclamaties leiden tot verbeterde transparantie en kan BRP's in staat stellen het eindverbruik beter te voorspellen
Toewijzing van het onbalans risico van het netverlies aan RNB's	- De netverliesallocatiemethodiek in Allocatie 2.0 zorgt voor een verschuiving van het onbalanskosten en - risico naar RNB's - Het verschuiven van het onbalans risico naar de RNB's kan een stimulans geven om het netverlies beter in te schatten en daarmee onbalanskosten te besparen. - De kosten voor de eindgebruiker kunnen echter wel toenemen als de marktpartijen het lagere risico niet doorberekenen in de energieprijzen.

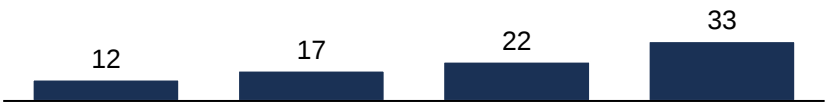
3.3 Reductie onnauwkeurig toegewezen bedragen allocatie baten als gevolg van een nauwkeurigere toewijzing van volumes



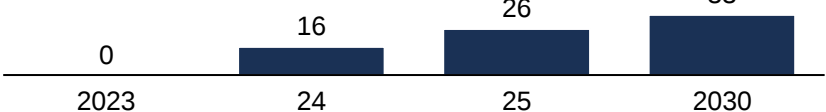
Rationale

- Door de profielenmethodiek komen de toegewezen volumes (en bedragen) niet optimaal overeen met daadwerkelijke volumes van de klanten van het eigen portfolio van BRP's, wat zorgt voor een oneerlijke doorberekening van kosten t.g.v. onnauwkeurigheid in de voorspelling van een BRP
- Het toewijzen van energiestromen op basis van dynamische profielen (de tussenoplossing) of op basis van vastgestelde kwartierdata (cSMA) leidt tot een zuiverdere toewijzing en verrekening met representatievere prijzen

Impact scenario 1¹, mEUR



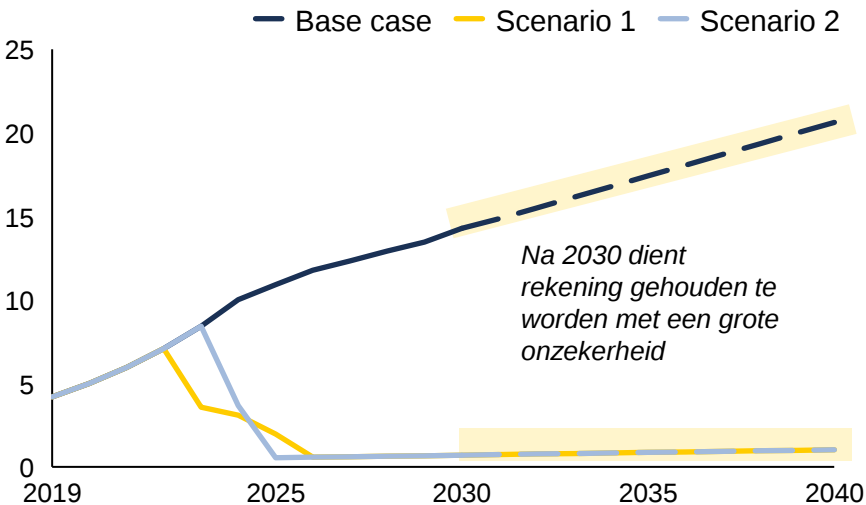
Impact scenario 2¹, mEUR



Assumpties

Restantvolume	• Het restantvolume neemt in de basis scenario toe met 19% per jaar tot en met 2024 (gebaseerd op de toename over de afgelopen jaren) • Na 2024 neemt het restantvolume toe met de toename in decentraal opgewekte zonne-energie van dat jaar • De E1 en E2 profielen hebben het grootste aandeel (>80%) in het restantvolume en zijn derhalve gebruikt in deze kwantificatie
Efficiëntie van oplossing	• Het restantvolume zal met 70% afnemen door de tussenoplossing en met 95% door cSMA (aannahme). De afname voor de tussenoplossing is in lijn met bestaande analyses van RNB's over de mismatch afname
Gem. portfolio afwijking BRP's	• Op basis van expert input is 15% aangenomen als gemiddelde afwijking tussen de BRP portfolios
Gem. prijsverschil elektriciteit	• Het gemiddelde EPEX prijsverschil in 2019 (~16 EUR) wordt constant verondersteld in de komende jaren (conservatieve schatting)

Restantvolume E1 en E2 profielen¹, TWh



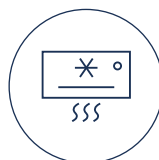
1. Gemiddelde impact en volumes weergegeven maar hebben een grote onzekerheid
Bron: RNB input, expert interviews, EPEX data via Montel

3.4 Afstemming van vraag met duurzaam aanbod is mogelijk middels time-of-use tarieven die een vraagverschuiving van flexibele elektrische apparaten

Voorbeelden van “slimme” apparaten die dynamisch kunnen worden gestuurd



Elektrische auto's



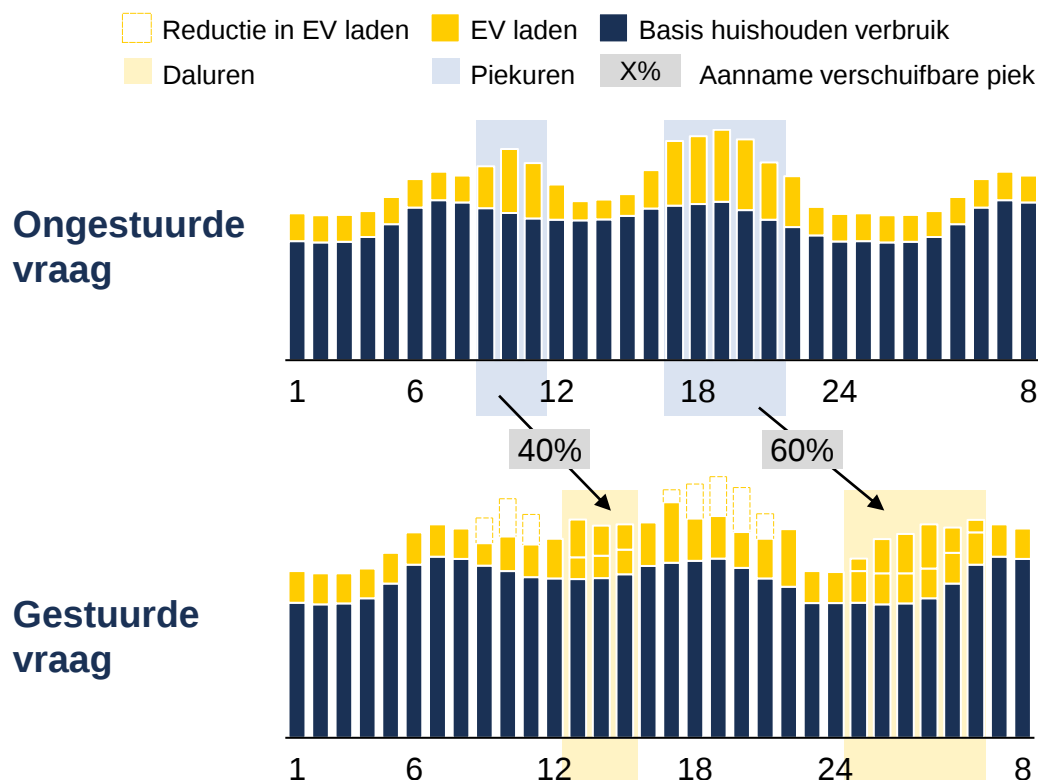
Warmtepompen en airconditioning



Slimme koelkasten

Mogelijke verschuiving van laadvraag voor elektrische auto's¹

Illustratief – bewolkt overdag, wind 's nachts



1. Overige vraag rigide verondersteld

Er is gekozen om de verschuiving van de laadvraag van elektrische auto's te kwantificeren omdat dit de belangrijkste flexibele consumptie categorie voor huishoudens is.

Verschuiving van elektriciteitsvraag, in dit geval laadvraag van elektrische voertuigen, leidt tot:

- Mogelijk lagere investeringen in opgesteld fossiel regelbaar vermogen (niet gekwantificeerd in deze business case)
- **Lagere elektriciteitskosten** voor deelnemende consumenten
- **Lagere totale elektriciteitskosten** voor alle andere consumenten door meer gebalanceerde vraag
- **Lagere CO2 uitstoot** door minder vervuilende productie-eenheden beter te benutten.

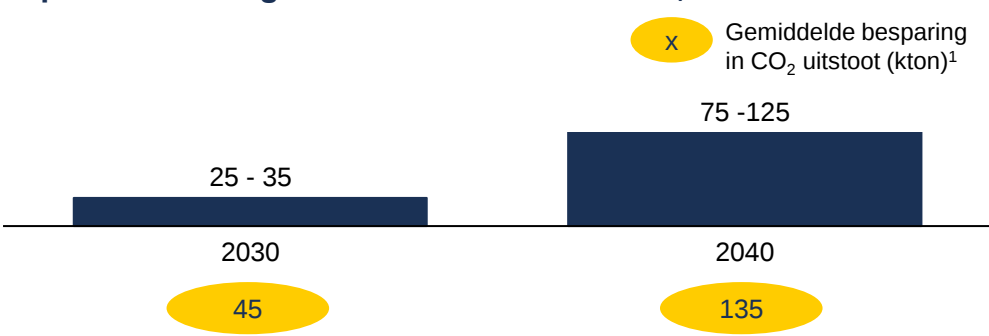
3.4 Illustratie van time-of-use baten als gevolg van een demand respons bij eindklanten (1/2)



Rationale

- Door versnelling van elektrificatie van energiegebruik van huishoudens, o.a. door het toenemende aantal elektrische auto's (EV's), concentreert elektriciteitsvraag zich nog meer rond piekmomenten
- cSMA stimuleert het toepassen van time-of-use tarieven en demand respons van eindklanten. Consumenten kunnen met financiële prikkels worden aangemoedigd om hun elektriciteitsverbruik te verschuiven van piekuren naar momenten wanneer de elektriciteitsprijs lager ligt
- Dit is vaak op momenten dat er ook minder CO2 uitstoot is – daarmee kan dit ook leiden tot minder CO2 uitstoot
- Ter inschatting van de mogelijke baten is gekeken naar de impact van het verschuiving van EV-laadvraag

Impact voor eindgebruiker beide scenario's², mEUR



Assumpties

Verschuiving van EV-laadvraag

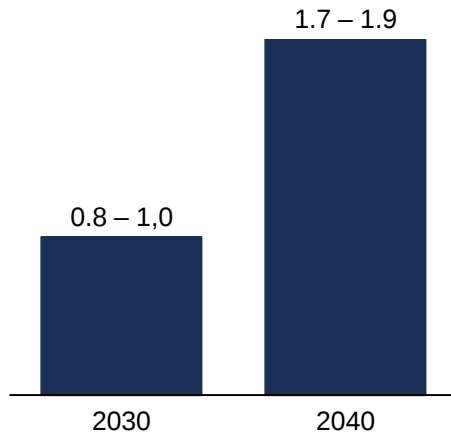
- Geen vraagverschuiving in de basis scenario.
- Verschuiving van EV-laadvraag van piekuren waarvan ~40% (ochtendpiek) tot 60% (avondpiek) verschoven kan worden naar daluren; of vraag daadwerkelijk verschoven wordt hangt af van het prijsverschil. Overige elektriciteitsvraag constant verondersteld
- Totale EV-laadvraag gebaseerd op gemiddeld jaarlijks elektriciteitsverbruik en prognose aantal EV's van ElaadNL (scenario "midden")

Elektriciteitsprijs per MWh zonder verschuiving

- Op basis van totale vraag per uur, zonder en met verschoven EV-laadvraag, is voor elk uur van het jaar de elektriciteitsprijs berekend op basis van de marginale prijs, gegeven het aanbod van duurzame en fossiele opwek in dat uur
- De geïnstalleerde duurzame capaciteit is gebaseerd op PBL KEV 2020 en Netbeheer NL Energiesysteem van de Toekomst (scenario "Europees")
- Afhankelijk van de CO₂ uitstoot per energiebron, stijgt de elektriciteitsprijs per energiebron mee met de prognose voor groei in EU ETS emissiekosten

Elektriciteitsprijs per MWh met verschuiving

Ontwikkeling verschoven EV-laadvraag, TWh



De gedetailleerde methodiek wordt beschreven op de volgende pagina

1. CO2 besparing bepaald aan de hand van de hoeveelheid geshifte vraag tussen centrales en de bijbehorende CO2 uitstoot per centrale
2. Besparingen zijn afhankelijk van veel gevoeligheden richting 2040, met name de CO2 prijs en de prijs van gemeengoederen. Een stijging van 20% in de CO2 prijs zal resulteren in 10% hogere baten, een stijging van 20% van de marginale kosten zal resulteren in 20% hogere baten

3.4 Illustratie van time-of-use baten als gevolg van een demand respons bij eindklanten (1/2)



Stap 1:

Berekenen van totale elektriciteitsvraag in de basis scenario & ontwikkeling van de aanbodcurve



Stap 2:

Identificeren van de vraagverschuiving



Uitkomsten

Vraagontwikkeling basis scenario

- Startpunt is de totale NL'se vraag naar elektriciteit¹. Voor het profiel van huishoudconsumptie is het profiel E1b² (excl. EV's) gebruikt
- Ontwikkeling van de totale huishoudconsumptie op basis van de KEV³ en overige vraag is verondersteld jaarlijks te groeien met 1%
- De EV-vraag bestaat uit het gemiddelde laadprofiel⁴ voor een EV samen met de laadvraag per EV⁵ en de ontwikkeling van aantal EV's in de toekomst⁶

Ontwikkeling van de mix en marginale kosten van productievermogen (aanbodcurve)

- Startpunt is het opgestelde vermogen van 2021⁷
- Hierbij wordt de uitbreiding duurzaam vermogen en bijbehorende productie in de toekomst opgeteld⁸
- Kolencentrales zijn uit gefaseerd in 2030, ander fossiel vermogen wordt constant verondersteld
- De CO₂ uitstoot voor de verschillende productietypes is bepaald a.d.h.v. brandstoftype en efficiëntie
- De marginale kosten⁹ (excl. emissiekosten) worden voorspeld tot 2030, waarna ze constant blijven tot 2040. De ontwikkeling van emissiekosten worden hierbij opgeteld.¹⁰
- De productie-eenheden worden gerangschikt per uur op basis van de totale marginale kosten inclusief emissiekosten, rekening houdend met variabel aanbod van zon- en windenergie¹¹

Potentiële vraagverschuiving

- De aanname is dat er 2 vraagverschuivingen plaatsvinden op een dag¹²
 - 40% van de vraag tussen 09:00 en 11:00 naar midden op de dag
 - 60% van de vraag tussen 17:00 en 23:00 naar nacht
- De overige vraag wordt constant verondersteld

Daadwerkelijke vraagverschuiving

- Aangenomen is dat vraagverschuiving alleen plaats vindt op het moment dat de energie in de daluren goedkoper is dan in de piekuren in de situatie zonder verschuiving
- Dit komt overeen met ~20% van de totale vraag als gevolg van het opladen van elektrische auto's

Gedetailleerde aannames op pagina 35 en 36

Kostenbesparing

- Op basis van de verschoven vraag wordt een nieuwe kostprijs voor energie bepaald per uur aan de hand van de aanbodcurve
- De kostenbesparing is gelijk aan het verschil tussen de energiekosten in de niet-verschoven vs. verschoven situatie
- Een deel van deze kosten zijn een gevolg van lagere marges voor de producent die ten goede komen aan de consument (~40-60%), het overige deel is een verlaging van productiekosten

CO₂ reductie

- Het verschil per uur tussen de cumulatieve CO₂ uitstoot van de onveranderde vraag en de cumulatieve CO₂ uitstoot is berekend als CO₂-emissie reductie

1. Op basis van 2019 ENTSO-E data; 2. NEDU gebruiksprofielen E1b 2020, puur invoeding; 3. PBL KEV 2020; 4. Simulaad onderzoek consortium; 5. Alle laadvraag is meegenomen: snel, privé, publiek en werk. Op basis van 15.000 km per jaar per EV en 0.2 kWh/km; 6. ElaadNL – Scenario midden; 7. Fossiele capaciteit op basis van bestaande centrales en duurzame opwek op basis van PBL KEV 2020; 8. PBL KEV tot 2030, vervolgens interpolatie tot 2040 a.d.h.v. Netbeheer NL: Energiesysteem van de toekomst - Scenario Europees; 9. Analyse aan de hand van efficiëntie van centrale en variabele kosten; 10. Carbon Pulse tot en met 2030, extrapolatie tot aan 2040 a.d.h.v. stijging tussen 2025 en 2030 11. Zon op basis van NREL PV Watts (Locatie: Amsterdam), Wind op basis van gerealiseerde productie van wind op land en wind op zee in 2019 van ENTSO-E; 12. McKinsey: The potential impact of electric vehicles on global energy systems (2018)

3.4 Belangrijkste aannames kwantificatie EV laadvraagverschuiving (1/2)

Aanname	Bron	2020	2030	2040
Totale elektriciteitsvraag (excl. Huishoudens) van 2019 in NL groeit met 1% per jaar	ENTSO-E	113.9 TWh	124.1 TWh	140.7 TWh
Elektriciteitsconsumptie per huishouden, excl. mobiliteit ¹	KEV 2020	3,100 kWh	2,580 kWh	2,292 kWh
Aantal huishoudens	CBS	8.0M	8.5M	8.7M
Gemiddelde vraag per EV in NL	Schatting op basis van 15.000 km per jaar en 0.2 kWh/km	3000 kWh		
Alle laadvraag is meegenomen: snel, privé, publiek en werk				
Aantal EV's in NL	ElaadNL – Scenario midden	163K	1.6M	4.4M
Laadprofiel EV	Simulaad consortium			
Opgesteld vermogen zon	Tot 2030 op basis van KEV 2020 Tot 2040 interpolatie op basis van Netbeheer NL: Energiesysteem van de toekomst - Scenario Europees	8.7 GW	26 GW	42 GW
Opgesteld vermogen wind op land		4.6 GW	5.7 GW	7.8 GW
Opgesteld vermogen wind op zee		1.7 GW	11.5 GW	20.7 GW
Productieprofiel op uurbasis zon	NREL PV Watts, locatie Amsterdam	Zie excel		
Productieprofiel op uurbasis wind op land	Gerealiseerde productie 2019 volgens ENTSO-E	Zie excel		
Productieprofiel op uurbasis wind op zee	Gerealiseerde productie 2019 volgens ENTSO-E	Zie excel		

1. KEV gaat uit van een afname van elektriciteitsconsumptie

3.4 Belangrijkste aannames kwantificatie EV laadvraagverschuiving (2/2)



Aanname	Bron	2020	2030	2040
Vraagverschuiving van 09:00-11:00 naar midden op de dag	McKinsey: The potential impact of electric vehicles on global energy systems (2018)	40%		
Vraagverschuiving van 17:00-23:00 naar 's nachts	McKinsey: The potential impact of electric vehicles on global energy systems (2018)	60%		
CO ₂ -prijzen	Gemiddelde van 8 marktbureaus ¹ tot en met 2030, voor 2040 geëxtrapoleerd a.d.h.v. stijging tussen 2025-2030	40 EUR/ton	85 EUR/ton	140 EUR/ton
CO ₂ -emisse per brandstoftype	IPCC	Coal	0.00082 ton/kWh	
		Gas ST	0.000396 ton/kWh	
		Gas CCGT	0.000357 ton/kWh	
		Gas CHP	0.000298 ton/kWh	
Prijs van gemeengoederen blijft constant (bv. gas)				

Er is geen rekening gehouden met afbouw van bestaande salderingsregelingen

1. Berenberg, Bloomberg, Brannvoll, Clearblue, Morgan Stanley, S&P, Societe Generale, Macquarie

3.4: Gevoeligheden en risico's van aannames in de kwantificering van EV laadvraagverschuiving



Baten kunnen toenemen t.o.v. huidige aanname



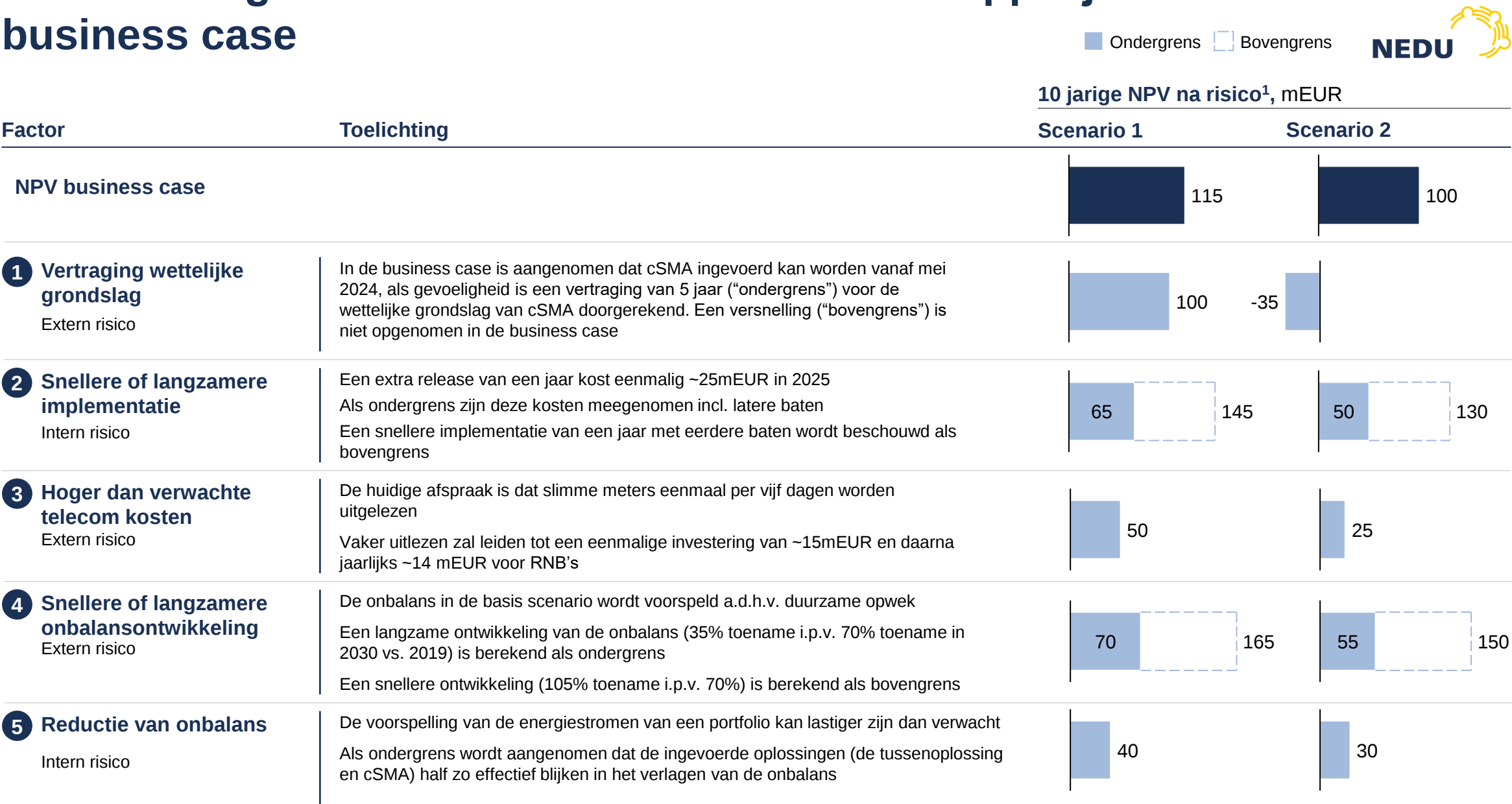
Baten kunnen afnemen t.o.v. huidige aanname

Aanname	Gevoeligheid	Gevolg
1 Totale energievraag neemt toe met 1% per jaar maar jaarlijkse profiel fracties blijven constant	Het verbruik van huishoudens zal hoogstwaarschijnlijk niet evenredig groeien over de dag heen, dit is echter wel de aanname in het huidige model. Er zullen relatief hogere pieken ontstaan dan op dit moment aangenomen wordt. Dit is gedreven door toenemende elektrificatie en adoptie van bijvoorbeeld elektrische auto's en warmtepompen	De hogere pieken in verbruik zullen leiden tot een groter verschil in energieprijzen en een grotere potentiële laadverschuiving De verwachte financiële baten en CO₂ besparingen kunnen hierdoor hoger uitvallen
2 Geen rekening met (afbouw van) salderingsregelingen	Salderingsregelingen zijn bestaande regelingen waarbij een huishouden gecompenseerd wordt voor lokale opwek van zonne-energie.	De verwachte financiële baten en CO₂ besparingen kunnen hierdoor lager uitvallen zolang salderingsregelingen bestaan
3 Productieprofiel op uurbasis van zon blijft constant	Als een gevolg van Allocatie 2.0 zal het aanbod meer verspreiden over de dag (bijv. Solar PV gericht op het oosten of westen) Hierdoor zal de duurzame opwek meer over de dag verspreid worden	Er is door de dag heen meer duurzame opwek beschikbaar, dus meer ruimte om te shiften met als gevolg hogere baten / CO₂ besparingen Het evenwichtiger aanbod van zonne-energie zal de piekvraag voor regelbaar vermogen doen afnemen, met als gevolg lagere baten / CO₂ besparingen
4 Potentiële vraagverschuiving 40% tussen 09:00-11:00 naar 's middags 60% van 17:00-23:00 naar 's nachts	De huidige aanname in het model is conservatief. Het is mogelijk dat de vraag volgens andere patronen verschoven kan worden: bijvoorbeeld vlak voor vertrek of in het weekend.	Een grotere vraagverschuiving leidt tot hogere baten / CO₂ besparingen
5 CO₂-prijs 85 EUR/ton in 2030 140 EUR/ton in 2040	De huidige prijs is gebaseerd op de ETS prijsontwikkeling van meerdere markt bureaus¹, deze ontwikkeling is echter onzeker en waarschijnlijk conservatief Overheidsbeleid kan daarnaast zorgen voor extra opslagen bovenop de ETS prijs	Een hogere CO₂-prijs geeft een groter prijsverschil tussen duurzaam vermogen en fossiel vermogen, waardoor de prikkel voor verschuiven groter wordt. Dit zal leiden tot hogere baten / CO₂ besparingen
6 Prijs van gemeengoederen blijft constant Voornamelijk de gasprijs	De prijs van gemeengoederen zijn constant verondersteld, bij hogere prijzen zullen de marginale kosten stijgen waardoor de prijsverschillen tussen opwekmethodes toenemen.	De prijsverschillen tussen opwekmethodes kunnen toenemen, waardoor de prikkel voor verschuiven groter wordt. Dit zal leiden tot hogere baten / CO₂ besparingen

De huidige uitgangspunten zijn conservatief ingeschat, en het is dus mogelijk dat de potentiële baten door de verschuiving van laadvraag in werkelijkheid hoger uitvallen dan 25-35 mEUR in 2030 en 75-125 mEUR in 2040 zoals opgenomen in de business case. De ingeschatte reductie van CO₂-uitstoot valt dan ook hoger uit.

1. Berenberg, Bloomberg, Brannvöll, Clearblue, Morgan Stanley, S&P, Societe Generale, Macquarie

3.5: Gevoeligheden en risico's van de maatschappelijke business case



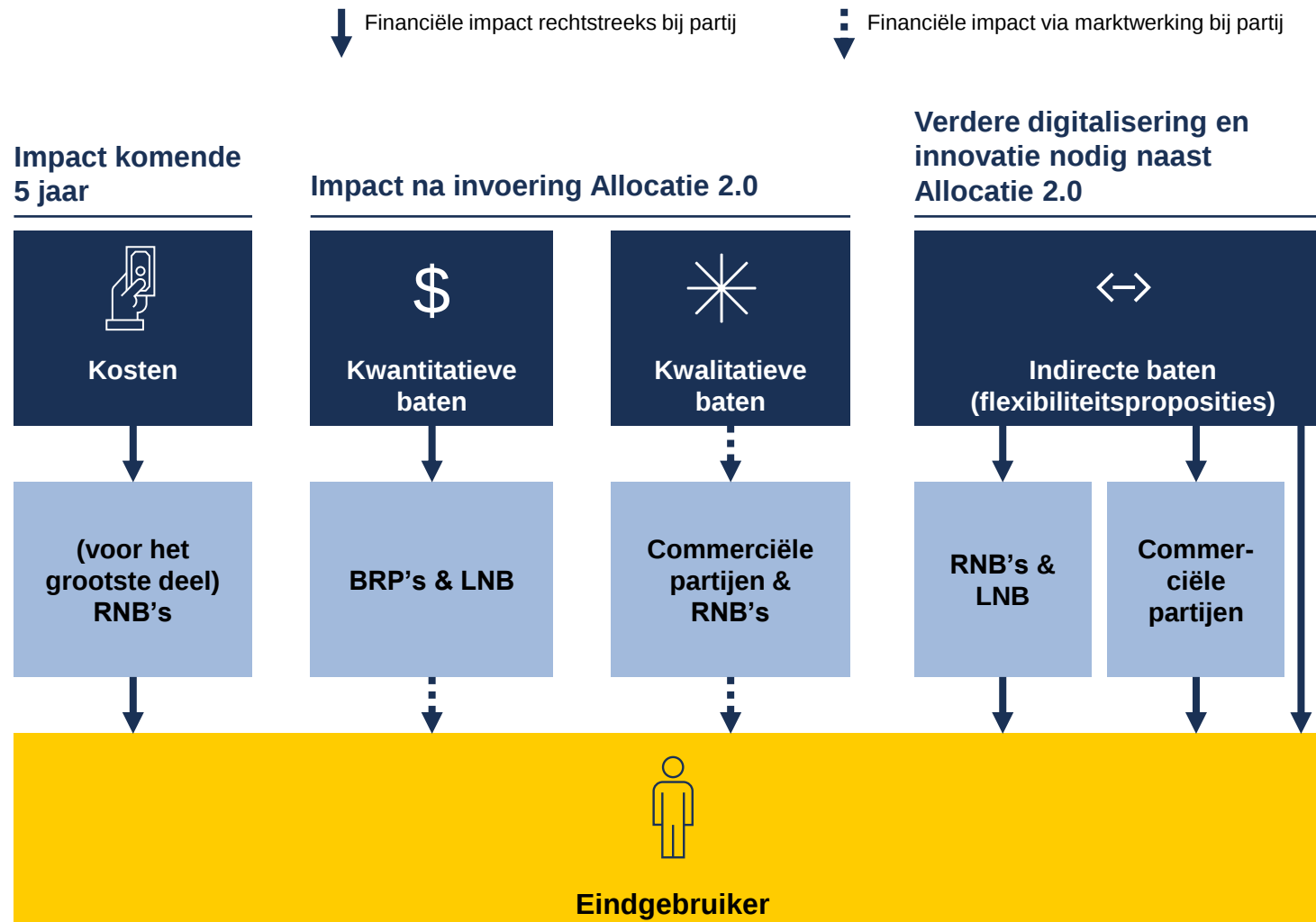
1. De getoonde getallen zijn de resulterende NPV's inclusief de gevoeligheid of het risico. Het daadwerkelijke risico is het verschil tussen de NPV van de business case en de NPV zoals getoond

Bron: bedrijfswebsite TenneT, Klimaat- en Energieverkenning 2020, EPEX data via Montel, Reconciliatieverdeling 2020 TenneT, ACM, Scope en Invoeringsstrategie Allocatie 2.0, input afzonderlijke partijen, expert interviews

Inhoudsopgave

- 1. Introductie
- 2. Het programma Allocatie 2.0
- 3. Maatschappelijke business case Allocatie 2.0
- 4. Impact op de eindgebruiker**
- Appendix. Aansluiting met sector doelstellingen
- Appendix. Lijst met gedetailleerde baten

3. De kosten en baten van Allocatie 2.0 hebben op verschillende manieren impact op de eindgebruiker



Kosten vooral gedragen door RNB's en komen via nettarieven terecht bij de eindgebruiker, á ~2 EUR per aangeslotene, per jaar tot 2025¹

Verschillende type baten hebben op een verschillende manier impact op de eindgebruiker:



Kwantitatieve baten zullen met name via marktwerking moeten leiden tot een lagere energieprijis (~ 3 EUR per jaar, per aangeslotene), bv. door lagere risico opslagen vanuit BRP's. Het doorberekenen van de baten in de energieprijzen is dus afhankelijk van de marktwerking en daarmee vormt dit een risico



Kwalitatieve baten kunnen een verbeterde marktwerking stimuleren door betere marktfacilitering, lagere risico's en lagere instapdrempel voor nieuwe partijen. Dit kan leiden tot verbeterde service en vergroot de kans dat kwantitatieve baten ten goede van de eindgebruiker komen



Indirecte baten (flexibiliteitsproposities) resulteren deels rechtstreeks in een lagere energierekening, bv. door kostenoptimalisatie van eigen gebruik. Voor alle eindgebruikers zal de EV-laadvraag verschuiving leiden tot ~20-3mEUR per jaar in 2030 en ~75-125 mEUR in 2040 (excl. additionele investeringen)

De baten kunnen verder toenemen door toepassing van andere flexibiliteitsproposities (bijvoorbeeld lokale batterijen).

1. Deze kosten zullen hoogstwaarschijnlijk, bij goedkeuring door de toezichthouder, via de nettarieven verrekend worden en terechtkomen bij de eindgebruiker

Inhoudsopgave

1. Introductie
2. Het programma Allocatie 2.0
3. Maatschappelijke business case Allocatie 2.0
4. Impact op de eindgebruiker

Appendix. Aansluiting met sector doelstellingen

Appendix. Lijst met gedetailleerde baten

5. Allocatie 2.0 sluit aan bij Europese kaders en de bredere doelstellingen van de sector



Belangrijke kaders vanuit Europese regelgeving voor elektriciteitsmarkt

Empowerment en bescherming van de consument

Consumenten kunnen actief deelnemen aan de markt en moeten gebruik kunnen maken van dynamische prijzen

Consumenten ontvangen accurate factureringsinformatie op basis van het feitelijke elektriciteitsverbruik

Verantwoordelijkheid voor balanceringsmarkt

Energievolumes moeten worden toegewezen aan de juiste BRP op zoveel mogelijk realtime basis

 Huidige Nederlandse wetgeving biedt nog geen grondslag voor het gebruiken van slimme meter data voor collectieve slimme meter allocatie door RNB's en invoering Energiewet 1.0 is vertraagd. Toekomstige Nederlandse wetgeving dient echter aan te haken op Europese regelgeving en Ministerie EZK bevestigt dit in memorie van toelichting, welke grotendeels is afgerond. Consultatie is reeds gesloten. Toetsing door uitvoerende en handhavende instanties¹ dient nog plaats te vinden.

Bijdrage cSMA

cSMA voorziet in zuivere toewijzing van gemeten energievolume door het verzamelen van kwartierdata van werkelijke energiestromen van klanten per leverancier en BRP

Sector roadmap kernthema's en doelstellingen



Eenduidige procesuitvoering & kostenefficiëntie

Sneller inspelen op marktontwikkelingen door slim inrichten van systemen en uniforme processen



Privacy & Security

Zorgdragen dat consument vertrouwen heeft in privacy door te voldoen aan wetgeving en onderhoud veilig IT-landschap



Datakwaliteit & informatiebeschikbaarheid

Opleveren betrouwbare gegevens met een hoge kwaliteit, hoger detailniveau en kortere doorlooptijd



Innovatie & marktrichting

Faciliteren van de markt door netbeheerders in het mogelijk maken van oplossingen voor uitdagingen ten gevolge van de energietransitie

Bijdrage Allocatie 2.0

Versnelling settlement/ reconciliatieproces

Modernisatie berichtenverkeer dmv XML

“Privacy by design”: data wordt dagelijks na afloop (niet in real time) uitgelezen, geaggregeerd en tijdig vernietigd. Vereist grondslag in Nederlandse wetgeving

Voor facturatie tbv time-of-use contract moet leverancier eigen grondslag hebben

cSMA voorziet in verzamelen van kwartierdata van klanten per leverancier en BRP

Allocatie op basis van werkelijke energiestromen, niet op basis van profielen

cSMA stimuleert ontsluiting van flexibiliteit door marktpartijen en aanbieder van klantgerichte proposities, bijv. time-of-use tarieven, thuisbatterij

1. Autoriteit Consument en Markt, Agentschap Telecom, Staatstoezicht op de Mijnen en de Belastingdienst. De Autoriteit Persoonsgegevens heeft hierbij een adviserende rol.

Inhoudsopgave

1. Introductie
 2. Het programma Allocatie 2.0
 3. Maatschappelijke business case Allocatie 2.0
 4. Impact op de eindgebruiker
- Appendix. Aansluiting met sector doelstellingen

Appendix. Lijst met gedetailleerde baten

1: Maatschappelijke baten allocatie 2.0 - Kleinverbruik (1/3)

\$ Kwantitatieve baten * Kwalitatieve baten <=> Toekomstige baten

Inefficiënties	Geadresseerd door	Baten categorie	Concrete baten	Stakeholder ¹
Profielen-methodiek is vanaf 2023 niet meer toepasbaar vanwege omvang lokale opwek	De tussen-oplossing (en bijbehorende nauwkeurigere toewijzing van het berekende volume)	A.2: Tussenooplossing geprofileerde aansluitingen	Waarborging van marktwerking tot invoering cSMA	1.1 Verlaging drempel nieuwe marktpartijen *
				1.2 Verbeterd business model kleinverbruik markt *
				1.3 Door betere marktwerking en concurrentie op termijn een minder stijgende energieprijs *
				1.4 Reductie risico's leveringszekerheid door faillissementen commerciële partijen (BRP & LV) *
		A.3: Bepaling SJI / SJA	Reductie onnauwkeurig toegewezen allocatie tot invoering cSMA	2.1 Toegewezen volumes (en bedragen) komen beter overeen met daadwerkelijke volumes klanten eigen portfolio wat zorgt voor een eerlijke doorberekening van kosten t.g.v. onnauwkeurigheid \$
				2.2 Compliant met CEP doelstellingen en Klimaatakkoord *
		A.1: Allocatie GV telemetrie & KV SMA	Nauwkeurigere voorspelling van de energiestromen tot invoering cSMA	3.1 Minder risico onbalans en inzet van balanceringsdiensten, reserve- en noodvermogen (reduceren van kosten voor systeem balancering) \$
				4.1 Verlaging van de kapitaalkosten door lagere reconciliatievolumes \$
		Verlaging van het reconciliatierisico tot invoering cSMA		4.2 Verlaging van het prijsrisico in de reconciliatie \$

1. Stakeholder aan wie de baat initieel ten goede komt, marktwerking en verrekening met tarieven kunnen ertoe leiden dat de baat indirect bij de eindgebruiker terecht komt

1: Maatschappelijke baten allocatie 2.0 - Kleinverbruik (2/3)

\$ Kwantitatieve baten * Kwalitatieve baten <=> Toekomstige baten

Inefficiënties	Geadresseerd door		Baten categorie	Concrete baten	Stakeholder ¹
Onnauwkeurige toewijzing op basis van berekende volumes in de allocatie voor kleinverbruik	Zuivere toewijzing van het gemeten volume (cSMA)	A.6: cSMA M.5: SMA reparatiemethodiek	Reductie onnauwkeurig toegewezen allocatie	5.1 Toegewezen volumes (en bedragen) komen beter overeen met daadwerkelijke volumes klanten eigen portfolio wat zorgt voor een eerlijke doorberekening van kosten t.g.v. onnauwkeurigheid	\$ BRP's / LV's
				5.2 Compliant met CEP doelstellingen en Klimaatakkoord	* Gehele markt
				5.3 Nauwkeuriger toewijzen van ontbrekende meetdata	* BRP's / LV's
			Verlaging reconciliatierisico	6.1 Verlaging van de kapitaalkosten door lagere reconciliatievolumes	\$ BRP's
				6.2 Verlaging van het prijsrisico in de reconciliatie	\$ BRP's
			Waarborging van marktwerking	7.1 Verlaging drempel nieuwe marktpartijen	* BRP's / LV's
				7.2 Verbeterd business model kleinverbruik markt	* BRP's / LV's
				7.3 Door betere marktwerking en concurrentie op termijn een minder stijgende energieprij	* Eindgebruiker
				7.4 Reductie risico's leveringszekerheid door faillissementen commerciële partijen (BRP & LV)	* Maatschappij
			Nauwkeurigere voorspelling van de energiestromen	8.1 Minder risico onbalans en inzet van balanceringsdiensten, reserve- en noodvermogen (reduceren van kosten voor systeem balancerings)	\$ BRP's / LNB
				8.2 Optimalere inzet van flexibele diensten	* BRP's / LNB
				8.3 Nauwkeuriger netveiligheidsproces	* RNB's

1. Stakeholder aan wie de baat initieel ten goede komt, marktwerking en verrekening met tarieven kunnen ertoe leiden dat de baat indirect bij de eindgebruiker terecht komt

1: Maatschappelijke baten allocatie 2.0 - Kleinverbruik (3/3)

\$ Kwantitatieve baten * Kwalitatieve baten ↔ Toekomstige baten

Inefficiënties	Geadresseerd door	Baten categorie	Concrete baten	Stakeholder ¹
Onnauwkeurige toewijzing op basis van berekende volumes in de allocatie voor kleinverbruik	Zuivere toewijzing van het gemeten volume (cSMA)	Stimuleert grootschalige uitrol	Time-of-use tarieven en demand respons eindklanten (o.a. mogelijk maken piekverschuiving)	9.1 Minder CO2 uitstoot door betere afstemming van vraag en (duurzaam) aanbod (direct gebruik i.p.v. opslag of conversie) waardoor er minder opgesteld fossiel vermogen nodig is in perioden met weinig duurzame opwek ↔ Maatschappij
				9.2 Minder stijgende elektriciteitsprijs ↔ Eindgebruiker
				9.3 Besparing investering in generatie piekcapaciteit ↔ LNB
				9.4 Mogelijk maken van nieuwe producten (bv. Incentive voor flexibiliteitsproposities) ↔ Maatschappij
				9.5 Extra sturing voor het voorkomen van onbalans ↔ LNB / BRP's
				9.6 Uitstel en/of besparing netwerkinvestering ↔ RNB's
Inefficiënte / ontbrekende processen voor reconciliatie en meetdata keten	Optimalisatie / implementatie processen	RSC.1: Verrekenen volume verschillen SMA	Verbeterde procesefficiëntie meetdata keten	10.1 Verhoogde meetdata procesefficiëntie \$ LV's / BRP's / RNB's
				10.2 Vertrouwen in processen en controle op kwaliteit mogelijk * LV's / BRP's / RNB's
		RSC.4: Settlement profiel GV & KV	Verbeterde procesefficiëntie reconciliatie	11.1 Verhoogde procesefficiëntie voor reconciliatieproces voor profiel aansluitingen * BRP's
		M.6: Optimalisatie meetketen KV		11.2 Settlement proces voor aansluitingen met SMA allocatiemethode * BRP's / RNB's
				11.3 Verlaging van de kapitaalkosten door korter reconciliatie proces \$ BRP's

1. Stakeholder aan wie de baat initieel ten goede komt, marktwerking en verrekening met tarieven kunnen ertoe leiden dat de baat indirect bij de eindgebruiker terecht komt

2: Maatschappelijke baten allocatie 2.0 - Netverlies



Geadresseerd door						
Inefficiënties		Baten categorie	Concrete baten			Stakeholder ¹
Onnauwkeurige allocatie van netverlies	Opsluiting categorieën en balansrisicodraging van netverlies door RNB	A.4: Allocatie netverlies A.5: Restantvolume configuratie Netverlies wordt beter voorspelbaar	12.1 Verlaagde kapitaalkosten (door een verbeterde allocatie)	\$	*	BRP's
			12.2 Minder socialisatie in allocatie voor BRP's		*	BRP's

1. Stakeholder aan wie de baat initieel ten goede komt, marktwerking en verrekening met tarieven kunnen ertoe leiden dat de baat indirect bij de eindgebruiker terecht komt

3: Maatschappelijke baten allocatie 2.0 - Grootverbruik

 Kwantitatieve baten  Kwalitatieve baten  Toekomstige baten

Inefficiënties	Geadresseerd door		Baten categorie	Concrete baten	Stakeholder ¹
Meetdata niet alle dagen van de week op dagelijkse basis beschikbaar	Dagelijks communiceren van data	M.3: Dagelijks Versturen Meetwaarden	Accuraterе voorspelling van het eindgebruik	13.1 Minder risico onbalans en inzet van balanceringsdiensten, reserve- en noodvermogen (reduceren van kosten voor systeem balancering) 13.2 Nauwkeuriger netveiligheidsproces	 BRP's / LNB  RNB's
Geen split in afname / invoeding	Split tussen invoeding en afname	M.1: Meetwaarden GV	Splitsing invoeding en afname in meetwaarden	14.1 Verbeterde contractering voor afnemer 14.2 Verbeterde grondslag energiebelasting	 Eindgebruiker  Maatschappij
Geen geformaliseerd settlement process telemetrie klanten	Geformaliseerd settlementproces	RSC.2: Settlement GV telemetrie RSC.3: Meetfouten GV correctie proces RSC.5: Settlement DIM allocatie punten	Standaard settlement proces voor alle marktpartijen	15.1 Verbeterde sluitendheid van de energiebalans 15.2 Verminderen aantal disputen over methode tussen partijen	 LNB  BRP's / RNB's
Inefficiënte processen meetdata keten	Transpanter en geoptimaliseerd meetdata proces	M.2: Reclamatie meetwaarden telemetrie M.4: Meetcorrectie rapport 2.0	Optimalisatie meetketen	16.1 Kwaliteitsverbetering meetdata door transparante communicatie en rechtstreekse reclamaties	 LV's / BRP's / RNB's
Complex en langdurig reconciliatie-proces profiel klanten	Vervanging door settlement proces	RSC.4: Settlement profiel GV & KV	Correct settlementvolume distributie per BRP tegen een representatieve prijs per verbruiksperiode	17.1 Verlaging van de kapitaalkosten 17.2 Vertrouwen in processen en controle op kwaliteit mogelijk	 BRP's  LV's / BRP's / RNB's

1. Stakeholder aan wie de baat initieel ten goede komt, marktwerking en verrekening met tarieven kunnen ertoe leiden dat de baat indirect bij de eindgebruiker terecht komt

