

RAPPORT

**Bijlage 2 - Economische analyse
Driel, Grave en de Pol in Provincie
Gelderland**

Klant: Provincie Gelderland

Referentie: IEMR001D01

Versie: 01/Finale versie

Datum: 27 december 2016

HASKONINGDHV NEDERLAND B.V.

Jonkerbosplein 52
6534 AB Nijmegen
Netherlands
Industry & Buildings
Trade register number: 56515154

+31 88 348 70 00 **T**
+31 24 323 93 46 **F**
info@rhdhv.com **E**
royalhaskoningdhv.com **W**

Titel document: Bijlage 2 - Economische analyse Driel, Grave en de Pol in Provincie Gelderland

Ondertitel: Bijlage 2 van hoofdrapport 'Waterkracht provincie Gelderland'
Referentie: IEMR001D01
Versie: 01/Finale versie
Datum: 27 december 2016
Projectnaam: Waterkracht provincie Gelderland
Projectnummer: BE3167
Auteur(s): Tom Van Den Noortgaete

Opgesteld door: Tom Van Den Noortgaete, Michel van Heereveld

Gecontroleerd door: Leon Claassen (Provincie Gelderland)

Datum/Initialen:

Goedgekeurd door:

Datum/Initialen:

Classificatie

Open



Disclaimer

No part of these specifications/printed matter may be reproduced and/or published by print, photocopy, microfilm or by any other means, without the prior written permission of HaskoningDHV Nederland B.V.; nor may they be used, without such permission, for any purposes other than that for which they were produced. HaskoningDHV Nederland B.V. accepts no responsibility or liability for these specifications/printed matter to any party other than the persons by whom it was commissioned and as concluded under that Appointment. The quality management system of HaskoningDHV Nederland B.V. has been certified in accordance with ISO 9001, ISO 14001 and OHSAS 18001.

Inhoud

1	Inleiding	3
2	Gebruikte financiële parameters	4
2.1	Kosten	4
2.2	Opbrengsten	4
2.3	Waarderingsparameters	4
3	Financiële haalbaarheid te Driel	5
3.1	Locatie	5
3.2	Verwachte energieopbrengsten	5
3.3	Haalbaarheid investeringskosten	8
3.4	Beoordeling initiële haalbaarheid stuw Driel	8
4	Financiële haalbaarheid te Grave	10
4.1	Locatie	10
4.2	Verwachte energieopbrengst	10
4.3	Haalbaarheid investeringskosten	13
4.4	Beoordeling initiële haalbaarheid stuw Grave	14
5	Financiële haalbaarheid te Pol	15
5.1	Locatie	15
5.2	Verwachte energieopbrengsten	16
5.3	Haalbaarheid investeringskosten	18
5.4	Beoordeling initiële haalbaarheid stuw Pol	18

1 Inleiding

In voorliggend hoofdstuk wordt een beoordeling op hoofdlijnen van de financiële haalbaarheid van het ontwikkelen van een waterkrachtcentrale bij enkele potentieel interessante locaties.

In nauw overleg met de opdrachtgever (Provincie Gelderland) en de stuurgroepleden zijn op basis van de locatie-inventarisatie in vorig hoofdstuk drie locaties aangewezen om daarvan de business case nader te onderzoeken. Deze locaties zijn achtereenvolgens:

- Stuw Driel
- Stuw Grave
- Stuw de Pol

De initiële haalbaarheid van waterkracht op een van deze locaties wordt bepaald door *Reverse Financial Engineering*: op basis van financiële doelstellingen (IRR, terugverdientijd) is bepaald wat de investering mag zijn gegeven een zekere energieopbrengst. Gebruikmakend van kentallen is vervolgens vast te stellen of de kosten van realisatie binnen deze bandbreedte vallen waarmee de ontwikkeling verondersteld wordt haalbaar te zijn.

Achtereenvolgens worden de volgende onderdelen beschreven:

- Uitgangspunten voor beoordeling haalbaarheid
- Verwachte energieopbrengsten
- Haalbare investeringskosten
- Beoordeling initiële haalbaarheid

Deze notitie geeft slechts de initiële haalbaarheid weer op basis van zorgvuldig gekozen uitgangspunten maar blijft een vereenvoudigde weergave zoals overeengekomen in de opdrachtoomschrijving. Uiteindelijk is het aan potentiële projectontwikkelaars om de uitdaging aan te gaan om te zien of het mogelijk is met hun eigen criteria voor gewenste financiële performance een business case te maken voor het nemen van investeringsbeslissingen.

De volgende uitgangspunten worden voor de analyse gebruikt:

- In het beoordelen van de initiële haalbaarheid is geen rekening gehouden met belastingen, kosten van financiering en eventuele subsidies.
- De kosten van waterkrachtcentrales worden bepaald op basis van kengetallen uit referentieprojecten. Deze zijn voor de vermogenscategorie tussen 20 en 50 kW orde EUR 8.000 ex BTW. Voor vermogens rond 2 MW wordt EUR 4.000 tot 5.000 ex BTW aangehouden.
- Voor de financiële doelstelling wordt vooralsnog aangehouden dat de IRR 10 tot 12 procent zal moeten zijn. Dit is een behoudende financiële doelstelling.
- Indien de kosten per centrale redelijk overeenstemmen met de berekende *Total Cost of Ownership* (TCO) bandbreedte vanuit de opbrengsten dan wordt een project als haalbaar beoordeeld.
- Een en ander is onderhavig aan verdere discussie rond de financiële doelstellingen. Derhalve hebben wij in eerste instantie voor conservatieve uitgangspunten gekozen.

2 Gebruikte financiële parameters

2.1 Kosten

Investeringskosten (CAPEX)

De investeringskosten of CAPEX (Capital Expenditures) staan voor de kosten voor ontwikkeling of levering van niet-verbruikbare onderdelen van een product of systeem. In deze studie betreffen deze kosten alle investeringen gerelateerd aan de bouw van de waterkrachtcentrale. Dit houdt bijvoorbeeld in: aankoop componenten van de aandrijflijn zoals turbine(s) generator(en), civiele constructie, aansluitingen, enz. In tegenstelling tot hoofdstuk 3 worden hier alle investeringskosten beschouwd.

Operationele kosten (OPEX)

De operationele kosten of OPEX (Operating Expenditures) zijn de terugkerende kosten voor een product, systeem of onderneming. In het geval van een waterkrachtcentrale gaat dit om onderhoud van de centrale, opvolging, personeelskosten, enz. Vaak wordt een onderscheid gemaakt tussen vaste en variabele operationele kosten ofwel de voorziene en onvoorziene kosten. Deze opsplitsing wordt hier ook gehanteerd.

2.2 Opbrengsten

De energieopbrengsten zijn afgeleid van het aantal draaiuren en te leveren vermogen. De geproduceerde elektriciteit kan echter op verschillende wijzen opgenomen worden:

- De elektriciteit kan deels aan het net geleverd worden. Hierbij is het Feed In Tariff gangbaar.
- De opgewekte elektriciteit kan gebruikt worden voor het voeden van lokale energiegebruikers.
- Steunmaatregelen. De SDE regeling kan van toepassing zijn. Het SDE tarief bedraagt gemiddeld 125 €/MWh. Met dit tarief kan gerekend worden in de kosten-/ baten analyse.

2.3 Waarderingsparameters

Om inzichtelijk te maken wat de rendabiliteit van de business cases zijn, worden twee waarderingsparameters gehanteerd, nl. de Total Cost of Ownership (TCO) en de Interne Opbrengst Voet (IRR).

Total Cost of Ownership (TCO)

De TCO is een manier om het volledig inzichtelijk maken van alle kosten gerelateerd aan de aanschaf en gebruik gedurende de levenscyclus van een waterkrachtcentrale. De TCO houdt dus minimaal de CAPEX en OPEX in.

Interne opbrengst voet (IRR)

Interne opbrengst voet of IRR (Internal Rate of Return). IRR is per definitie een getal, meestal uitgedrukt als percentage, dat het netto rendement van de investeringen in een project weergeeft. Een project is aantrekkelijk als de IRR hoog is. Het is de opbrengstvoet (ook disconteringsvoet genoemd) waarbij de

netto contante waarde van het geheel van kosten en baten nul is. Discontovoet (percentage waarmee de relevante inkomsten en uitgaven geactualiseerd kunnen worden): minimale rendementseis.

Risico-vrije discontovoet (vaak gelijk aan interest bank)

Ondernemingsrisico

Financieringskost

3 Financiële haalbaarheid te Driel

3.1 Locatie

Onderstaande figuur toont de locatie te Driel. Het verval en debiet over de stuw wordt gehanteerd als uitgangspunt voor de berekeningen voor de waterkrachtcentrale. In de bijlage zijn de detailberekeningen terug te vinden.



Figuur 3-1 Visualisatie van het sluizencomplex te Driel.

3.2 Verwachte energieopbrengsten

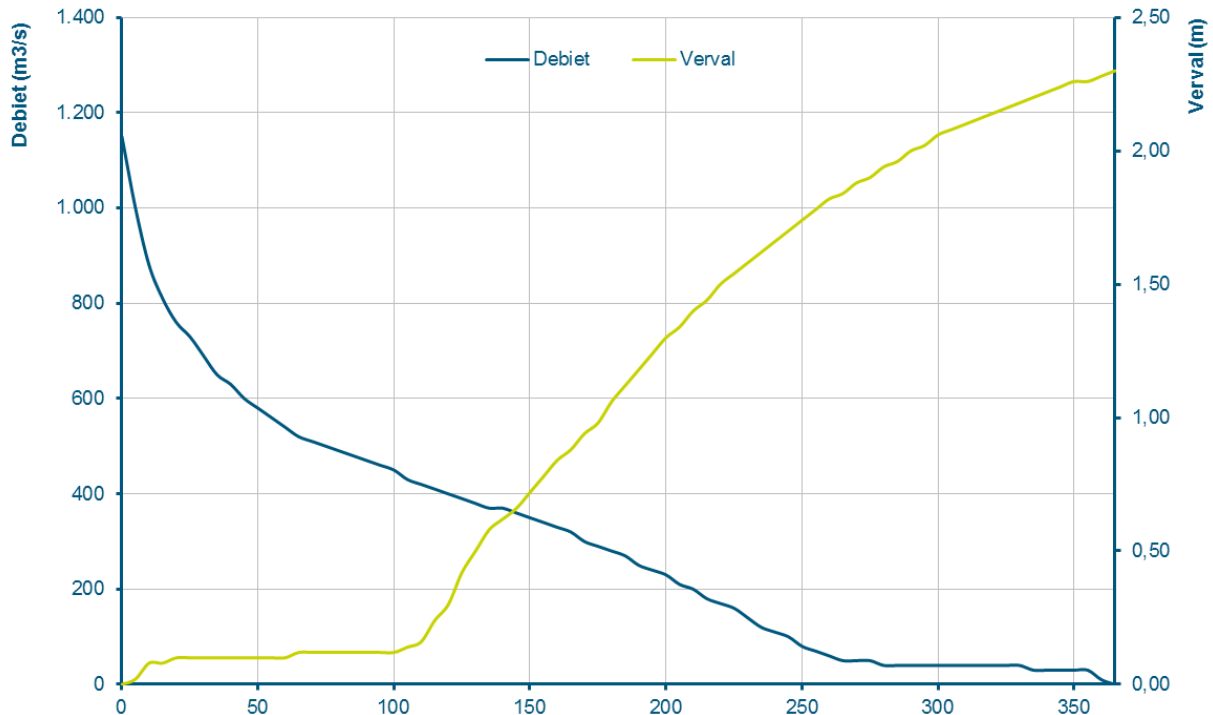
Theoretische energieopbrengst

Op basis van beschikbare gegevens ontvangen door Rijkswaterstaat¹ zijn duurlijnen gemaakt voor de situatie te Driel en is het theoretisch vermogen bepaald (zie onderstaande figuur). Uit de duurlijn van het

¹ Debiet en verval gegevens van tijdsperiode 1993 – 2009 met een frequentie van dag.

verval blijkt dat de stuw ongeveer 100 dagen per jaar gestreken is. Het verval is dan slecht enkele centimeters. Dat komt doordat de stuw als eerste in de rij als kraan functioneert en een groot deel van het jaar open staat. Dit gegeven heeft echter een belangrijke impact op de eventuele haalbaarheid van de centrale.

Bij Stuw Driel ligt het gemiddelde verval op 1,10 m. Hierbij hoort een theoretisch vermogen van 2.141 kW. De centrale wordt echter praktisch ontworpen op 1,8 m (zie bijlage voor detailberekening).



Figuur 3-2 Duurlijnen en theoretische energieopbrengsten Stuw Driel.

Ontwerpvermogen

Een vuistregel voor het bepalen van het ontwerpvermogen is het gemiddelde tussen het gemiddelde vermogen en het maximale vermogen dat uit het beschikbare verval kan worden opgewekt. Dit geeft voor Stuw Driel een waarde van 1.800 kW (zie bijlage voor detailberekening). Uitgaande van een efficiency van 73 procent en een beschikbaarheid van 95 procent is de totale energieopbrengst 4.739 MWh/jaar. Dit zijn vooralsnog conservatieve aannames die in de tweede fase mogelijk nog geoptimaliseerd kunnen worden.

Voor de beeldvorming: op basis van een gemiddeld energieverbruik van een Nederlands gezin van 3.800 kWh per jaar kunnen in het geval van Stuw Driel 1.247 gezinnen van groene energie worden voorzien.

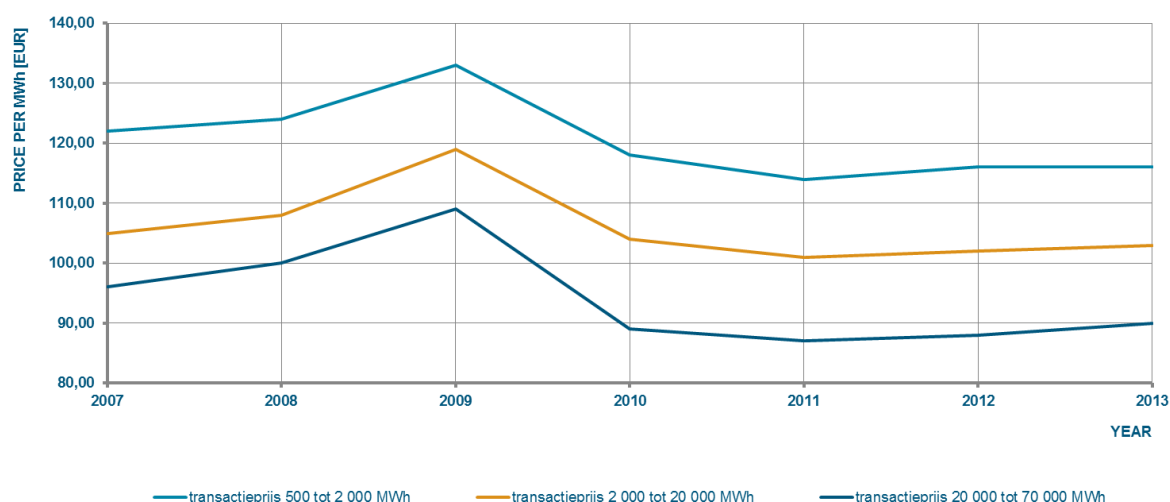
Energieprijzen

Om de energieopbrengsten te kunnen bepalen is gebruik gemaakt van de gegevens van CBS². Relevant zijn de transactiepreizen voor niet-huishoudens en een geleverd vermogen tussen 500 MWh en 2.000 MWh per jaar. Voor deze range op basis van de periode 2007 – 2013 een gemiddelde transactieprijs van

² CBS 2015, Statline, "electriciteitsprijs (niet-huishoudens) inclusief BTW en belastingen"

EUR 120 per MWh, inclusief BTW en belastingen. De minimale transactieprijs betrof EUR 114 per MWh. De maximale transactieprijs was EUR 133 per MWh.

De lagere energieprijis wordt voor de levensduur van de waterkrachtcentrales niet representatief verondersteld. Om die reden wordt de gemiddelde waarde aangehouden als een laag ontwikkelscenario (A) en wordt de opgetreden maximum transactieprijs als gemiddeld ontwikkelscenario aangehouden (B). Voor het hoge ontwikkelingsscenario (C) wordt uitgegaan van 20 procent stijging van de transactieprijs uit scenario B (EUR 160 per MWh).



Figuur 3-3 Overzicht transactiepreizen 2007 – 2013

De relevante scenario's voor energieopbrengsten zijn daarmee A (laag), B (gemiddeld) en C (hoog). Dit geeft een bandbreedte van te verwachten energieopbrengsten. Daarnaast wordt om een beeld van de robuustheid van de investering te verkrijgen gekeken naar de gevolgen voor de investering bij 20 procent lagere energieopbrengsten en een lagere doel-IRR van 10 procent.

A (laag)	B (gemiddeld)	C (hoog)
EUR 120 / MWh	EUR 133 / MWh	EUR 160 / MWh

Tabel 3-1 Overzicht gebruikte scenario's om de initiële haalbaarheid te beoordelen

Verwachte energieopbrengst in EUR

Onderstaande tabel vat de resultaten van energieopbrengsten samen voor de verschillende capaciteiten van waterkrachtcentrales per scenario van energieprijsontwikkeling.

geïnstalleerd vermogen [kW]	energieproductie [MWh/jaar]	energieopbrengst per scenario [EUR]		
		A (laag)	B (gemiddeld)	C (hoog)
1.800	4.739	568.680	630.287	758.240

Tabel 3-2 Overzicht energieopbrengsten per centrale per jaar per scenario. (Alle bedragen in EUR.)

3.3 Haalbaarheid investeringskosten

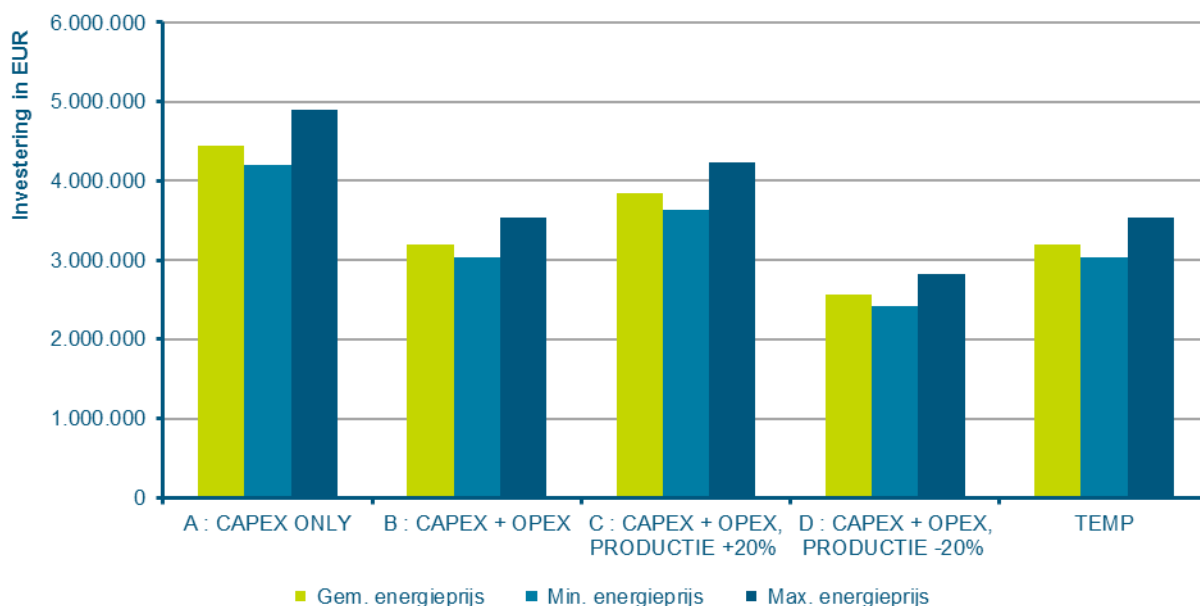
Uitgaande van een IRR van 10 en 12 procent is voor de verschillende scenario's uitgerekend wat in dat geval de TCO mag zijn. OPEX is hierbij vooralsnog steeds als een vast percentage van 5 procent van de CAPEX meegenomen. Financierings- en ontwikkelingskosten, belastingen en eventuele subsidies zijn niet meegenomen.

geïnstalleerd vermogen [kW]	energie productie [MWh/jaar]		TCO per scenario [EUR]		
			A (laag)	B (gemiddeld)	C (hoog)
1.800	4.739	TCO bij doel -IRR van 12 %	3.028.947	3.199.752	3.533.771
		TCO bij doel-IRR van 10 %	3.347.796	3.536.582	3.905.762
		energie opbrengsten per jaar	568.680	630.287	758.240
	3.791	TCO bij doel-IRR en -20 % prod	2.423.157	2.559.801	2.827.017
		energie opbrengsten per jaar	454.944	504.230	606.592

Tabel 3-3 Overzicht TCO per centrale per jaar per scenario behorend bij een doel-IRR van 12 procent, een doel-IRR van 10 procent en het geval van 20 procent minder energieopbrengsten en een IRR van 10 procent. (Alle bedragen in EUR.)

3.4 Beoordeling initiële haalbaarheid stuw Driel

Een waterkrachtcentrale van 1.800 kW bij Driel levert op jaarbasis theoretisch 4.739 MWh aan energie. De inkomsten (na aftrek van operationele kosten) die daar bij horen liggen afhankelijk van de transactiepreizen tussen EUR 568.680 / jaar (A) en EUR 758.240 / jaar (C). Om een redelijke IRR van 10 tot 12 procent te behalen mogen de investeringskosten tussen EUR 3.028.947 (A) en EUR 3.905.762 (C) liggen. De in deze paragraaf genoemde waarden zijn steeds terug te vinden in tabel 5.1.



Figuur 3-4 Haalbare investeringskosten per scenario bij een doel-IRR = 12 procent.

Uitgaande van kentallen kost een 1.800 kW centrale ongeveer EUR 7,2 miljoen. Om een doel-IRR van 12 procent te halen mogen de kosten niet meer bedragen dan EUR 3,0 tot 3,5 miljoen. Voor een doel-IRR van 10 procent mogen de kosten niet meer bedragen dan EUR 3,3 tot 3,9 miljoen. Dit geeft een aanzienlijk investeringstekort van EUR 3,3 tot 4,2 miljoen. Dit heeft alles te maken met de beperking in de aanwezige resource (de stuw is bijna 100 dagen gestreken). Een veel lagere IRR biedt in die zin weinig soelaas. Een dergelijke investering is derhalve ook vooral haalbaar wanneer:

- 1) Toekomstige waterhuishouding: indien het verval over de stuw gedurende een langere tijd stand gehouden kan worden, nemen de opbrengsten in belangrijke mate toe. Een dergelijke centrale zou in principe 50% (standaard aantal draaiuren > 6.000 uren) meer energie op jaarbasis opleveren en dat voor eenzelfde investering. In dat geval zou de target IRR behaald kunnen worden.
- 2) Investeringskosten gereduceerd kunnen worden door de uitvoering bijvoorbeeld te combineren met onderhoud en uitbreidingswerkzaamheden van de bestaande stuw en door slim gebruik te maken van de aanwezige civiele infrastructuur als draagconstructie en zo voorts. Dit lijkt een haalbare kans, mits tijdig en zorgvuldig geïntegreerd.
- 3) Een niet-commerciële doelstelling te kiezen en de waterkrachtcentrale voor eigen energievoorziening te gebruiken en zodoende de opslagen op het elektriciteitstarief van het net te reduceren: het energietarief bestaat uit 40 % verbruik, 18 % netbeheer en 42 % overheidsopslagen. Door een eigen centrale te beheren is het dus in principe mogelijk tot 60 % te besparen op het huidige elektriciteitstarief. In het geval van het gemiddelde energietarief is de besparing zodoende ongeveer EUR 80 ex BTW per MWh. Bij een jaarverbruik gelijk aan de opgewekte energie (4.739 MWh) is de besparing orde EUR 380.000 of EUR 9,5 miljoen over de levensduur van de installatie (25 jaar, niet-geïndexeerd).

4 Financiële haalbaarheid te Grave

4.1 Locatie

Onderstaande figuur toont de locatie te Grave. Het verval en debiet over de stuw wordt gehanteerd als uitgangspunt voor de berekeningen voor de waterkrachtcentrale. In de bijlage zijn de detailberekeningen terug te vinden.



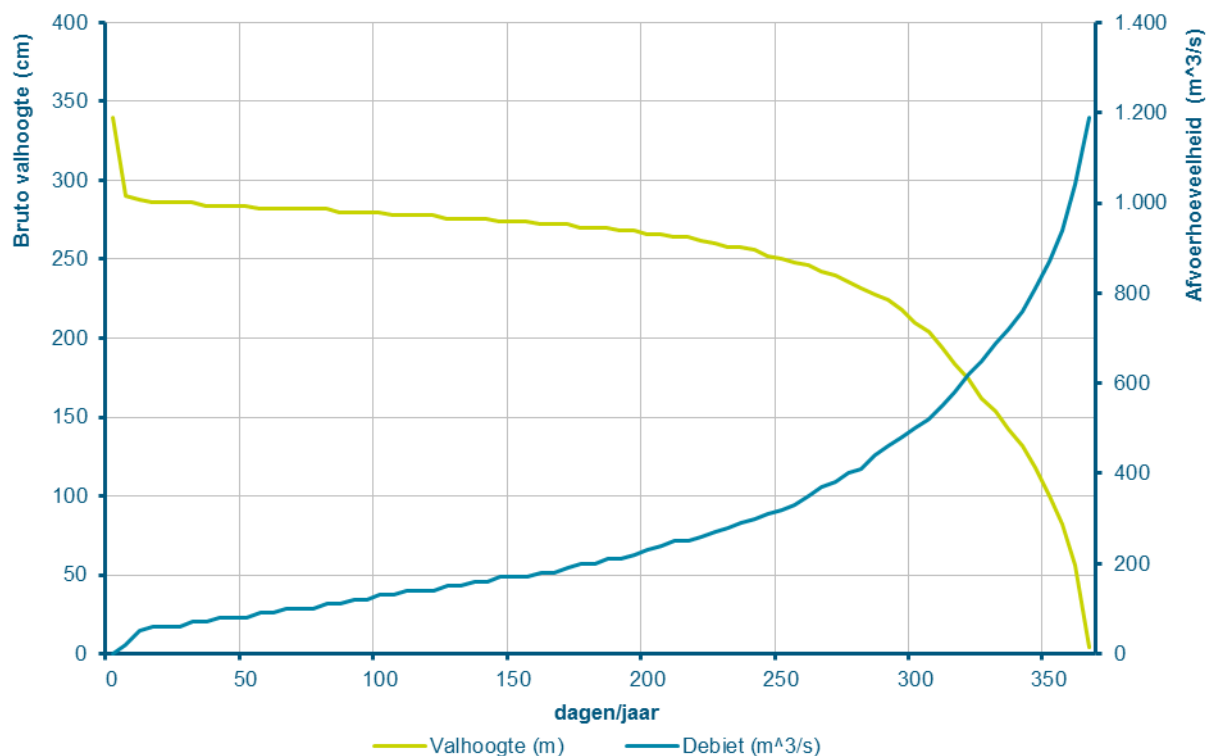
Figuur 4-1 Visualisatie van het sluiscomplex te Grave.

4.2 Verwachte energieopbrengst

Theoretische energieopbrengst

Op basis van beschikbare gegevens ontvangen door Rijkswaterstaat³, zijn doorlijnen gemaakt voor de situatie te Grave en is het theoretisch vermogen bepaald (zie onderstaande figuur). Een minimaal van 1,5 m is ruimschoots beschikbaar bij Stuw Grave.

³ Debiet en verval gegevens van tijdsperiode 1993 – 2009 met een frequentie van dag.



Figuur 4-2 Duurlijnen en theoretische energieopbrengsten Stuw Grave.

Ontwerpvermogen

Een vuistregel voor het bepalen van het ontwerpvermogen is het gemiddelde tussen het gemiddelde vermogen en het maximale vermogen dat uit het beschikbare verval kan worden opgewekt. Dit geeft voor Stuw Grave een waarde van 1,55 MW voor een enkele turbine. Er worden in totaal vier turbines voorzien zodat het totaal geïnstalleerde vermogen 5,95 MW bedraagt. Uitgaande van totaal rendement van 75% is de totale energieopbrengst 25,34 GWh/jaar. Dit zijn voornamelijk conservatieve aannames die in de tweede fase mogelijk nog geoptimaliseerd kunnen worden.

Voor de beeldvorming: op basis van een gemiddeld energieverbruik van een Nederlands gezin van 3.800 kWh per jaar kunnen in het geval van Stuw Grave 7.240 gezinnen van groene energie worden voorzien.

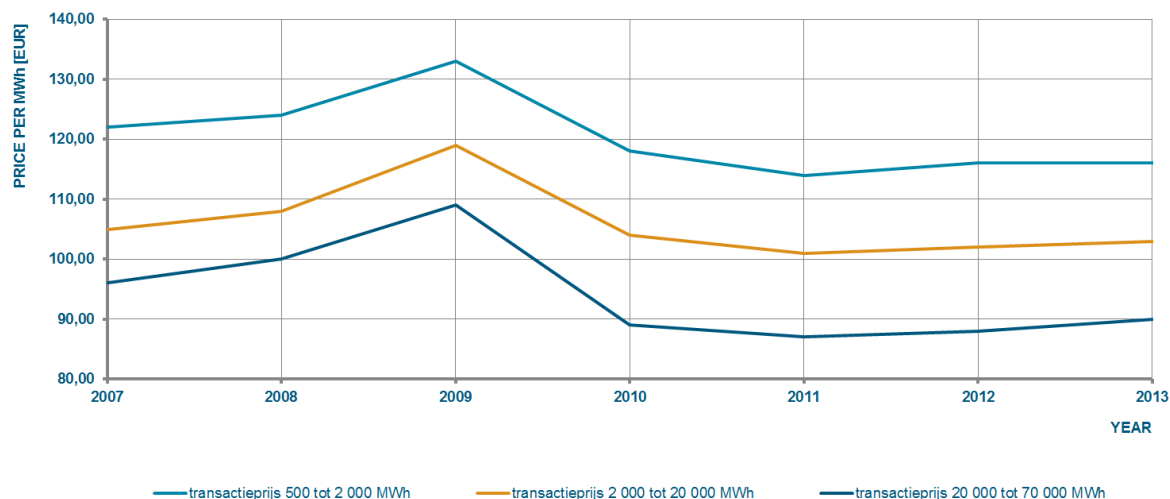
Energieprijzen

Om de energieopbrengsten te kunnen bepalen is gebruikgemaakt van de gegevens van CBS⁴. Relevant zijn de transactiepreisen voor niet-huishoudens en een geleverd vermogen tussen 500 MWh en 2.000 MWh per jaar. Voor deze range op basis van de periode 2007 – 2013 een gemiddelde transactieprijs van EUR 120 per MWh, inclusief BTW en belastingen. De minimale transactieprijs betrof EUR 114 per MWh. De maximale transactieprijs was EUR 133 per MWh.

De lagere energieprijzen worden voor de levensduur van de waterkrachtcentrales niet representatief verondersteld. Om die reden wordt de gemiddelde waarde aangehouden als een laag ontwikkelscenario (A) en wordt de opgetreden maximum transactieprijs als gemiddeld ontwikkelscenario aangehouden (B).

⁴ CBS 2015, Statline, "electriciteitsprijs (niet-huishoudens) inclusief BTW en belastingen"

Voor het hoge ontwikkelingsscenario (C) wordt uitgegaan van 20 procent stijging van de transactieprijs uit scenario B (EUR 160 per MWh).



Figuur 4-3 Overzicht transactiepreizen 2007 – 2013

De relevante scenario's voor energieopbrengsten zijn daarmee A (laag), B (gemiddeld) en C (hoog). Dit geeft een bandbreedte van te verwachten energieopbrengsten. Daarnaast wordt om een beeld van de robuustheid van de investering te verkrijgen gekeken naar de gevolgen voor de investering bij 20 procent lagere energieopbrengsten en een lagere doel-IRR van 10 procent.

A (laag)	B (gemiddeld)	C (hoog)
EUR 120 / MWh	EUR 133 / MWh	EUR 160 / MWh

Tabel 4-1 Overzicht gebruikte scenario's om de initiële haalbaarheid te beoordelen

Verwachte energieopbrengst in EUR

Onderstaande tabel vat de resultaten van energieopbrengsten samen voor de verschillende capaciteiten van waterkrachtcentrales per scenario van energieprijsontwikkeling.

geïnstalleerd vermogen [kW]	energieproductie [MWh/jaar]	energieopbrengst per scenario [EUR]		
		A (laag)	B (gemiddeld)	C (hoog)
5.950	25.340	3.040.800	3.370.220	4.054.400

Tabel 4-2 Overzicht energieopbrengsten per centrale per jaar per scenario. (Alle bedragen in EUR.)

4.3 Haalbaarheid investeringskosten

Uitgaande van een IRR van 10 en 12 procent is voor de verschillende scenario's uitgerekend wat in dat geval de TCO mag zijn. OPEX is hierbij vooralsnog steeds als een vast percentage van 5 procent van de CAPEX meegenomen. Financierings- en ontwikkelingskosten, belastingen en eventuele subsidies zijn niet meegenomen.

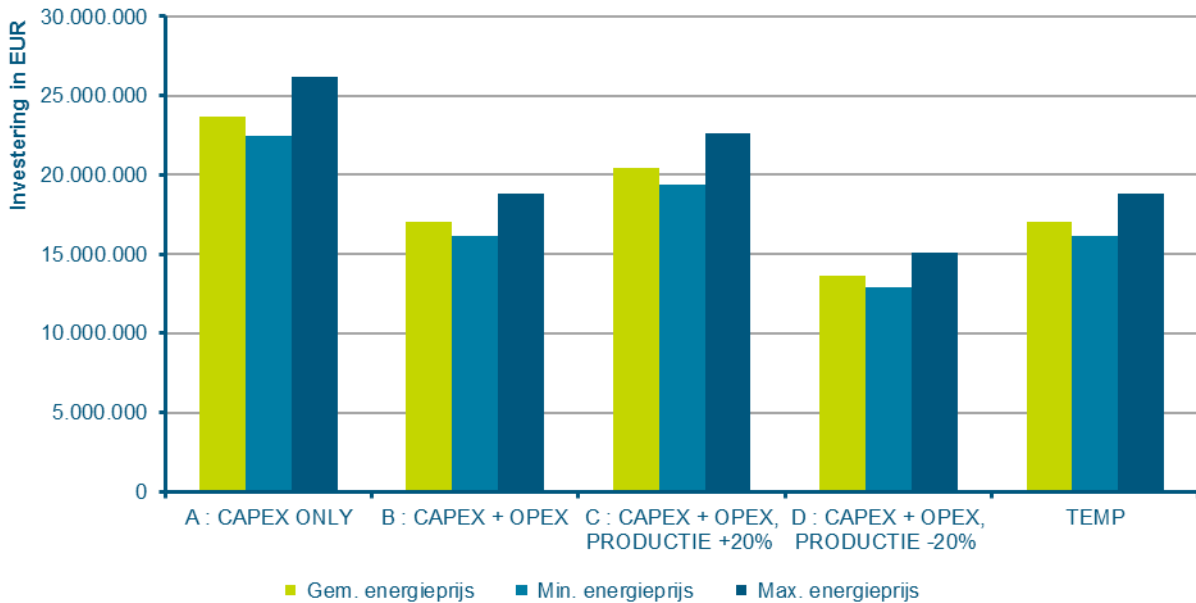
Tabel 4.1 **Overzicht TCO per centrale per jaar per scenario behorend bij een doel-IRR van 12 procent, een doel-IRR van 12 procent en het geval van 20 procent minder energieopbrengsten en een IRR van 10 procent**
Alle bedragen in EUR

geïnstalleerd vermogen [kW]	energie productie [MWh/jaar]		TCO per scenario [EUR]		
			A (laag)	B (gemiddeld)	C (hoog)
5.950	25.340	TCO bij doel -IRR van 12 %	16.144.371	17.054.670	18.834.673
		TCO bij doel-IRR van 10 %	17.900.431	18.966.923	20.883.829
		TCO bij doel-IRR van 5,5 %	22.913.622	24.205.743	26.732.559
		energie opbrengsten per jaar	3.040.800	3.370.220	4.054.400
	20.272	TCO bij doel-IRR en -20 % prod	13.643.933	12.914.804	15.068.153
		energie opbrengsten per jaar	2.432.640	2.696.176	3.243.520

Tabel 4-3 Overzicht TCO per centrale per jaar per scenario behorend bij een doel-IRR van 12 procent, een doel-IRR van 12 procent en het geval van 20 procent minder energieopbrengsten en een IRR van 10 procent. (Alle bedragen in EUR.)

4.4 Beoordeling initiële haalbaarheid stuw Grave

Een waterkrachtcentrale van 5,95 MW bij Grave levert op jaarbasis theoretisch 25.340 MWh aan energie. De inkomsten (na aftrek van operationele kosten) die daar bij horen liggen afhankelijk van de transactieprizen tussen EUR 2.432.640 / jaar (A) en EUR 4.054.400 / jaar (C). Om een redelijke IRR van 10 tot 12 procent te behalen mogen de investeringskosten tussen EUR 3.028.947 (A) en EUR 3.905.762 (C) liggen. De in deze paragraaf genoemde waarden zijn steeds terug te vinden in tabel 5.6.



Figuur 4-4 Haalbare investeringskosten per scenario bij een doel-IRR = 12 procent

Uitgaande van kentallen kost een 5,95 MW centrale ongeveer EUR 23.800.000 ex BTW. Dit is beduidend meer dan wat geïnvesteerd mag worden om een IRR van 10 tot 12 procent te behalen. De terugverdientijd is hierbij 7,2 jaar. Voor de beeldvorming: indien genoeg genomen zou worden met een IRR van 5,5 procent dan mogen de kosten bij een gemiddelde energieprijs EUR 22 tot 26 miljoen bedragen afhankelijk van de energieprijzontwikkeling. De IRR is dan gelijk aan de disconteringsvoet. Feitelijk is er dan geen rendement op de investering.

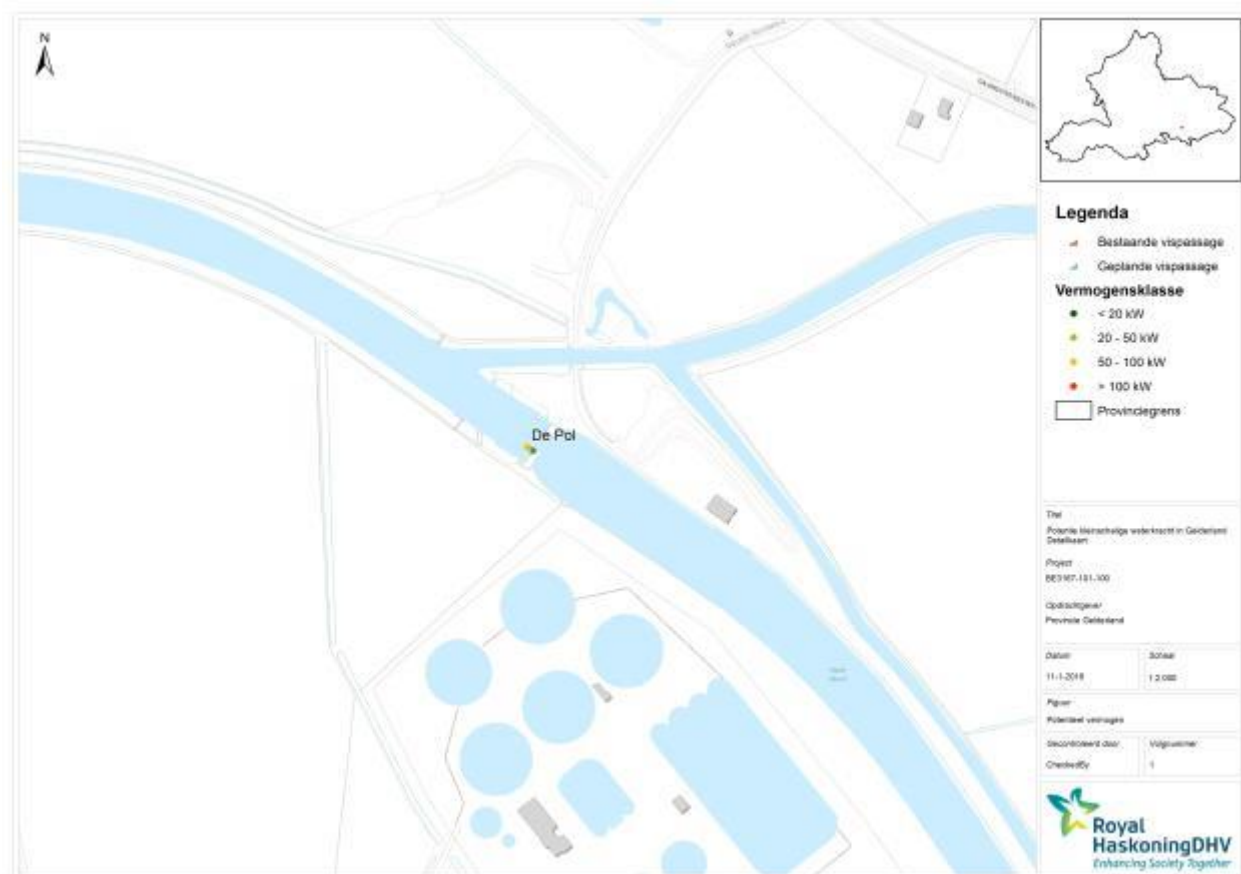
Om de investering interessant te laten zijn moeten de investeringskosten gereduceerd worden, zoals uit bovenstaande blijkt is het kiezen van een lagere doel-IRR weinig effectief. Dit kan door bijvoorbeeld gebruik te maken van de bestaande constructie of de uitvoering te combineren met onderhoud en renovatie of uitbreiding van de stuw. In zo een geval kan mogelijk een aanzienlijke besparing gerealiseerd worden op de benodigde civiele werken in de orde van 10 miljoen waarmee een acceptabele IRR gehaald kan worden, hangende nadere detaillering. Private partijen zullen een hogere IRR willen hanteren, zeker indien ze ook het wegvallen van eventuele subsidieregelingen moeten dragen. Publieke partijen of partijen zonder winst oogmerk zouden een lagere IRR kunnen kiezen. In dat geval zou minder subsidie nodig zijn, maar moet het risico van wegvallen van subsidie wel ergens ingecalculereerd worden. Verder geldt hetzelfde mogelijkheid als bij sluis Driel dat door energie zelfstandig op te wekken voor lokaal gebruik de belasting op energie tarieven deels kan worden omzeild.

Met een centrale van 5,95 MW wordt optimaal gebruik gemaakt van de aanwezige energiebron bij Grave. Een energieopbrengst van 25 GWh / jaar (7.200 gezinnen) is qua verduurzaming een aanzienlijk aantal.

5 Financiële haalbaarheid stuw de Pol

5.1 Locatie

Onderstaande figuur toont de locatie de Pol bij Etten. Het verval en debiet over de stuw wordt gehanteerd als uitgangspunt voor de berekeningen voor de waterkrachtcentrale. In de bijlage zijn de detailberekeningen terug te vinden.



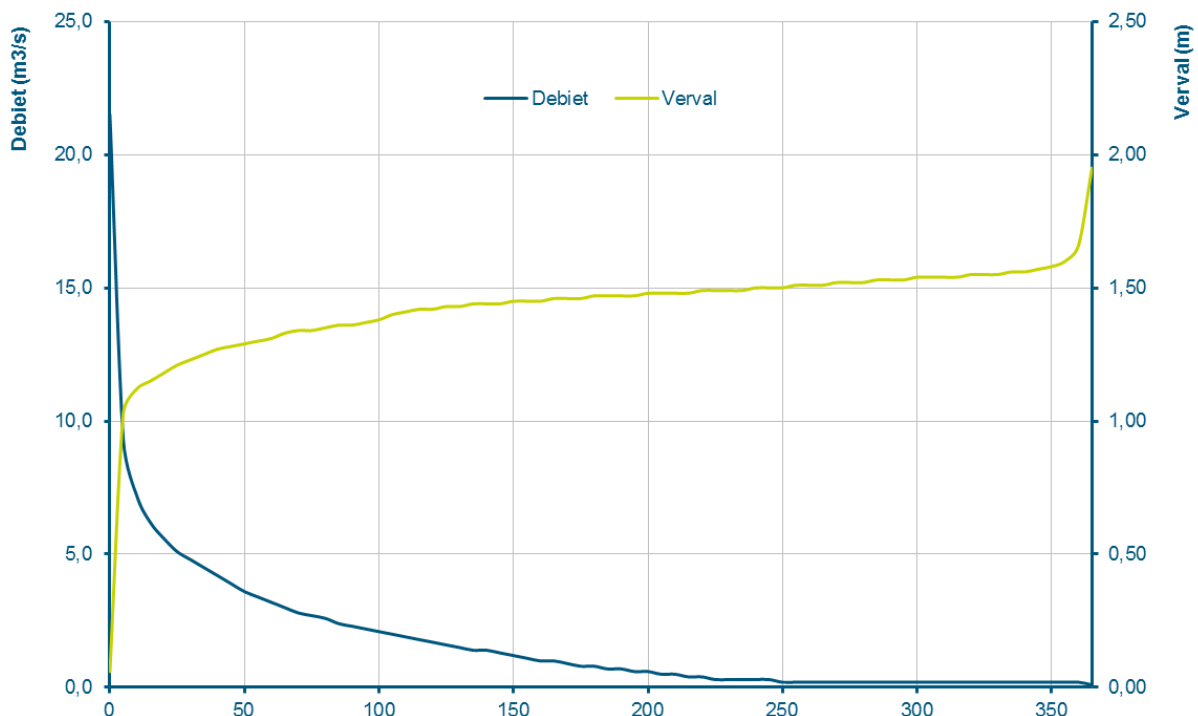
Figuur 5-1 Visualisatie van de stuw de Pol.

5.2 Verwachte energieopbrengsten

Theoretische energieopbrengst

Op basis van de door beschikbare gegevens van het Waterschap zijn duurlijnen gemaakt voor de Pol en is het theoretisch vermogen bepaald (zie onderstaande figuur). Bij Stuw Pol ligt het gemiddelde verval op 1,44 m. Hierbij hoort een theoretisch vermogen van 75 kW. De centrale wordt echter praktisch ontworpen op 1,8 m (zie bijlage voor detailberekening).

In vergelijking met de situatie te Driel is hier duidelijk te zien dat de stuw langer (normale situatie) een verval in stand houdt.



Figuur 5-2 Duurlijnen en theoretische energieopbrengsten Stuw de Pol

Ontwerpvermogen

Een vuistregel voor het bepalen van het ontwerpvermogen is het gemiddelde tussen het gemiddelde vermogen en het maximale vermogen dat uit het beschikbare verval kan worden opgewekt. Dit geeft voor Stuw de Pol een waarde van 18 kW. De stuw is echter geclassificeerd als een centrale tussen de 20 – 50 kW. Het piekvermogen is immers 22 kW, maar door een detailanalyse (zie bijlage) is gebleken dat het ontwerp op 18 kW techno-economisch interessants is.

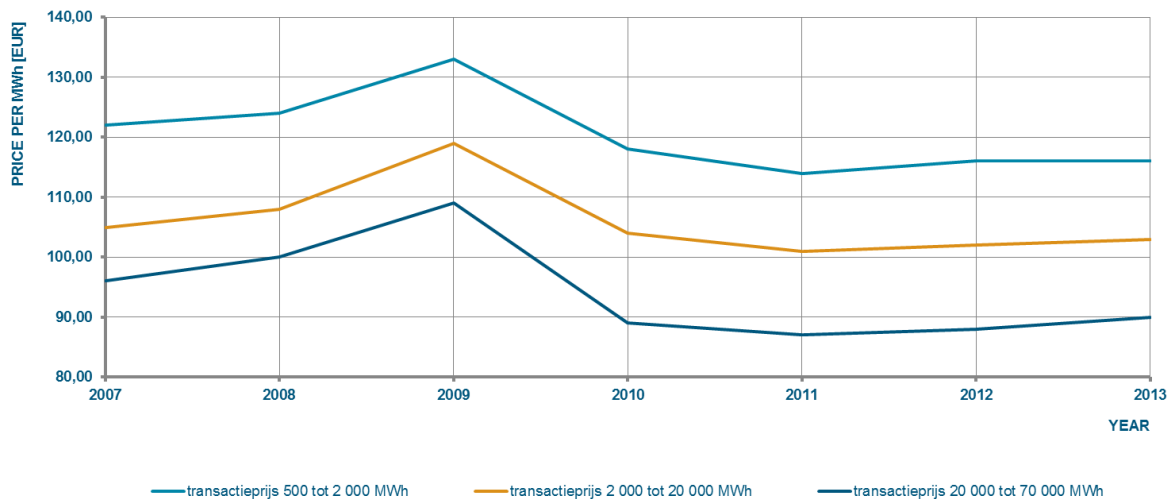
Uitgaande van een efficiency van 73 procent en een beschikbaarheid van 95 procent is de totale energieopbrengst 75 MWh/jaar. Dit zijn voornamelijk conservatieve aannames die in de tweede fase mogelijk nog geoptimaliseerd kunnen worden.

Voor de beeldvorming: op basis van een gemiddeld energieverbruik van een Nederlands gezin van 3.800 kWh per jaar kunnen in het geval van Stuw de Pol 20 gezinnen van groene energie worden voorzien.

Energieprijzen

Om de energieopbrengsten te kunnen bepalen is gebruik gemaakt van de gegevens van CBS [5]. Relevant zijn de transactiepreizen voor niet-huishoudens en een geleverd vermogen tussen 500 MWh en 2.000 MWh per jaar. Voor deze range op basis van de periode 2007 – 2013 een gemiddelde transactieprijs van EUR 120 per MWh, inclusief BTW en belastingen. De minimale transactieprijs betrof EUR 114 per MWh. De maximale transactieprijs was EUR 133 per MWh.

De lagere energieprijs wordt voor de levensduur van de waterkrachtcentrales niet representatief verondersteld. Om die reden wordt de gemiddelde waarde aangehouden als een laag ontwikkelscenario (A) en wordt de opgetreden maximum transactieprijs als gemiddeld ontwikkelscenario aangehouden (B). Voor het hoge ontwikkelingsscenario (C) wordt uitgegaan van 20 procent stijging van de transactieprijs uit scenario B (EUR 160 per MWh).



Figuur 5-3 Overzicht transactiepreizen 2007 – 2013

De relevante scenario's voor energieopbrengsten zijn daarmee A (laag), B (gemiddeld) en C (hoog). Dit geeft een bandbreedte van te verwachten energieopbrengsten. Daarnaast wordt om een beeld van de robuustheid van de investering te verkrijgen gekeken naar de gevolgen voor de investering bij 20 procent lagere energieopbrengsten en een lagere doel-IRR van 10 procent.

A (laag)	B (gemiddeld)	C (hoog)
EUR 120 / MWh	EUR 133 / MWh	EUR 160 / MWh

Tabel 5-1 Overzicht gebruikte scenario's om de initiële haalbaarheid te beoordelen.

Onderstaande tabel vat de resultaten van energieopbrengsten samen voor de verschillende capaciteiten van waterkrachtcentrales per scenario van energieprijsontwikkeling.

Alle bedragen in EUR

⁵ CBS 2015, Statline, "electriciteitsprijs (niet-huishoudens) inclusief BTW en belastingen"

geïnstalleerd vermogen [kW]	energieproductie [MWh/jaar]	energieopbrengst per scenario [EUR]		
		A (laag)	B (gemiddeld)	C (hoog)
17	75	9.000	9.975	12.000

Tabel 5-2 Overzicht energieopbrengsten per centrale per jaar per scenario. (Alle bedragen in EUR.)

5.3 Haalbaarheid investeringskosten

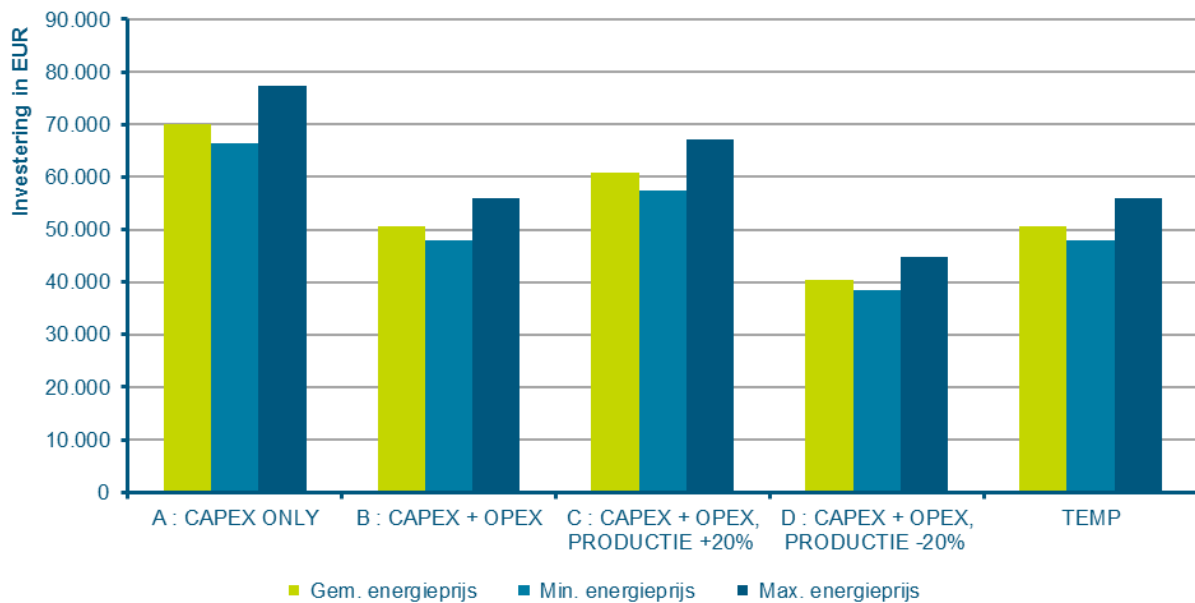
Uitgaande van een IRR van 10 en 12 procent is voor de verschillende scenario's uitgerekend wat in dat geval de TCO mag zijn. OPEX is hierbij vooralsnog steeds als een vast percentage van 5 procent van de CAPEX meegenomen. Financierings- en ontwikkelingskosten, belastingen en eventuele subsidies zijn niet meegenomen.

geïnstalleerd vermogen [kW]	energie productie [MWh/jaar]		A (laag)	B (gemiddeld)	C (hoog)
			18	75	TCO bij doel -IRR van 12 %
TCO bij doel-IRR van 10 %	52.981	55.968			61.813
energie opbrengsten per jaar	9.000	9.975			12.000
60	TCO bij doel-IRR en -20 % prod	38.311		40.462	44.656
	energie opbrengsten per jaar	7.200		7.980	9.600

Tabel 5-3 Overzicht TCO per centrale per jaar per scenario behorend bij een doel-IRR van 12 procent, een doel-IRR van 10 procent en het geval van 20 procent minder energieopbrengsten en een IRR van 10 procent. (Alle bedragen in EUR.)

5.4 Beoordeling initiële haalbaarheid stuw de Pol

Een waterkrachtcentrale van 18 kW bij Stuw de Pol levert op jaarbasis theoretisch 75 MWh aan energie. De inkomsten (na aftrek van operationele kosten) die daar bij horen liggen afhankelijk van de transactiepreizen tussen EUR 7.200 / jaar (A) en EUR 12.000 / jaar (C). Om een redelijke IRR van 10 tot 12 procent te behalen mogen de investeringskosten tussen EUR 38.311 (A) en EUR 61.813 (C) liggen. De in deze paragraaf genoemde waarden zijn steeds terug te vinden in tabel 5.1.



Figuur 5-4 Haalbare investeringskosten per scenario bij een doel-IRR = 12 procent

Uitgaande van kentallen kost een 18 kW centrale ongeveer EUR 144.000 ex BTW. Om een doel-IRR van 12 procent te halen mogen de kosten niet meer bedragen dan EUR 49.000 tot 56.000 ex BTW. Voor een doel-IRR van 10 procent mogen de kosten niet meer bedragen dan EUR 53.000 tot 62.000 ex BTW. Dit project is derhalve geenszins haalbaar.

Combineren van werkzaamheden aan de bestaande constructie wanneer onderhoud of uitbreiding wordt gepleegd zal hier geen verbetering leveren van de financiële performance. Tevens is de opbrengst te laag om alsnog een voordeel te behalen door netbeheerkosten en belastingen (te samen 60 % van de elektriciteitsprijs) te omzeilen en de opgewekte energie direct zelf te gebruiken: in dat geval zou uitgaande van een gemiddeld tarief de besparing gedurende de levensduur slechts orde EUR 4.000 per jaar zijn.



With its headquarters in Amersfoort, The Netherlands, Royal HaskoningDHV is an independent, international project management, engineering and consultancy service provider. Ranking globally in the top 10 of independently owned, nonlisted companies and top 40 overall, the Company's 6,500 staff provide services across the world from more than 100 offices in over 35 countries.

Our connections

Innovation is a collaborative process, which is why Royal HaskoningDHV works in association with clients, project partners, universities, government agencies, NGOs and many other organisations to develop and introduce new ways of living and working to enhance society together, now and in the future.

Memberships

Royal HaskoningDHV is a member of the recognised engineering and environmental bodies in those countries where it has a permanent office base.

All Royal HaskoningDHV consultants, architects and engineers are members of their individual branch organisations in their various countries.