

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

ROK ANDREJ NOVAK

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

**VREDNOTENJE VREMENSKIH IZVEDENIH FINANČNIH
INSTRUMENTOV IN STRATEGIJE ZAVAROVANJA
VREMENSKIH TVEGANJ PROIZVAJALCEV ELEKTRIČNE
ENERGIJE**

Ljubljana, oktober 2020

ROK ANDREJ NOVAK

IZJAVA O AVTORSTVU

Podpisani Rok Andrej Novak, študent Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, avtor predloženega dela z naslovom Vrednotenje vremenskih izvedenih finančnih instrumentov in strategije zavarovanja vremenskih tveganj proizvajalcev električne energije, pripravljene v sodelovanju s svetovalcem izr. prof. dr. Igorjem Lončarskim

IZJAVLJAM

1. da sem predloženo delo pripravil samostojno;
2. da je tiskana oblika predloženega dela istovetna njegovi elektronski obliki;
3. da je besedilo predloženega dela jezikovno korektno in tehnično pripravljeno v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, kar pomeni, da sem poskrbel, da so dela in mnenja drugih avtorjev oz. avtoric, ki jih uporabljam oz. navajam v besedilu, citirana oz. povzeta v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani;
4. da se zavedam, da je plagiatorstvo – predstavljanje tujih del (v pisni ali grafični obliki) kot mojih lastnih – kaznivo po Kazenskem zakoniku Republike Slovenije;
5. da se zavedam posledic, ki bi jih na osnovi predloženega dela dokazano plagiatorstvo lahko predstavljalo za moj status na Ekonomski fakulteti Univerze v Ljubljani v skladu z relevantnim pravilnikom;
6. da sem pridobil vsa potrebna dovoljenja za uporabo podatkov in avtorskih del v predloženem delu in jih v njem jasno označil;
7. da sem pri pripravi predloženega dela ravnal v skladu z etičnimi načeli in, kjer je to potrebno, za raziskavo pridobil soglasje etične komisije;
8. da soglašam, da se elektronska oblika predloženega dela uporabi za preverjanje podobnosti vsebine z drugimi deli s programsko opremo za preverjanje podobnosti vsebine, ki je povezana s študijskim informacijskim sistemom članice;
9. da na Univerzo v Ljubljani neodplačno, neizključno, prostorsko in časovno neomejeno prenašam pravico shranitve predloženega dela v elektronski obliki, pravico reproduciranja ter pravico dajanja predloženega dela na voljo javnosti na svetovnem spletu preko Repozitorija Univerze v Ljubljani;
10. da hkrati z objavo predloženega dela dovoljujem objavo svojih osebnih podatkov, ki so navedeni v njem in v tej izjavi.

V Ljubljani, dne _____

Podpis študenta: _____

KAZALO

UVOD	1
1 VREMENSKI IZVEDENI FINANČNI INSTRUMENTI.....	3
1.1 Vremenski indeksi in vremenski izvedeni finančni instrumenti na evropskem trgu	4
1.2 Vrste vremenskih izvedenih finančnih instrumentov	7
1.2.1 Terminske pogodbe	7
1.2.2 Opcijske pogodbe	9
1.2.3 Pogodbe na zamenjave	10
1.3 Tveganja vremenskih izvedenih finančnih instrumentov	11
1.3.1 Tveganje osnove	11
1.3.1.1 Lokalno tveganje osnove.....	12
1.3.1.2 Prostorsko tveganje osnove	12
1.3.1.3 Zavarovalno razmerje najnižje variance in optimalno število pogodb	13
1.3.2 Kreditno tveganje	14
1.3.3 Likvidnostno tveganje	14
1.3.4 Modelsko tveganje.....	15
2 METODE VREDNOTENJA VREMENSKIH OPCIJ.....	15
2.1 Vrednotenje na podlagi zgodovinskih vrednosti.....	15
2.2 Vrednotenje na podlagi metode modeliranja indeksov	16
3 VREMENSKO POGOJENA TVEGANJA V ELEKTROENERGETIKI.....	19
3.1 Vremenska tveganja za distribucijska podjetja.....	20
3.1.1 Temperature v Sloveniji	20
3.1.2 Odjem električne energije v Sloveniji	22
3.2 Vremenska tveganja za proizvodna podjetja	24
3.2.1 Tveganje količine padavin za hidroelektrarne.....	24
3.2.1.1 Padavine v Sloveniji.....	24
3.2.1.2 Pretoki rek v Sloveniji.....	25
3.2.1.3 Proizvodnja hidroelektrarn v Sloveniji.....	26
3.2.2 Tveganje količine vetra za vetrne elektrarne	27
3.2.3 Tveganje količine sončnega obsevanja za sončne elektrarne	28
3.2.3.1 Sončno obsevanje v Sloveniji.....	28

3.2.3.2	<i>Proizvodnja sončnih elektrarn v Sloveniji</i>	29
3.3	Vremenska tveganja za trgovalna podjetja	29
4	PRIMER STRATEGIJE ZAVAROVANJA SLOVENSkih	
	HIDROELEKTRARN	30
4.1	Cena električne energije v Sloveniji.....	31
4.2	Indeks kumulativnih padavin v Sloveniji.....	32
4.3	Optimalno razmerje za zavarovanje količine proizvodnje.....	33
4.4	Zavarovanje s terminskimi pogodbami vezanimi na indeks kumulativnih padavin	35
4.4.1	Optimalno število terminskih pogodb za zavarovanje	36
4.4.2	Izplačilo terminskih pogodb in primerjava zavarovane in nezavarovane proizvodnje.....	37
4.4.3	Primerjava zavarovane in nezavarovane prodaje in učinkovitost zavarovanja	38
4.5	Zavarovanje z opcijskimi pogodbami vezanimi na indeks kumulativnih padavin	40
4.5.1	Vrednotenje opcijskih pogodb	40
4.5.2	Optimalno število opcijskih pogodb	42
4.5.3	Izplačilo opcijskih pogodb in primerjava zavarovane in nezavarovane proizvodnje.....	43
4.5.4	Primerjava zavarovane in nezavarovane prodaje in učinkovitost zavarovanja.....	45
4.6	Primerjava učinkovitosti zavarovanj s terminskimi in opcijskimi pogodbami.....	47
4.6.1	Primerjava skupnih izplačil.....	47
4.6.2	Primerjava zavarovane proizvodnje	48
4.6.3	Primerjava zavarovane prodaje in učinkovitosti zavarovanja.....	49
	SKLEP	51
	LITERATURA IN VIRI	53
	PRILOGE	56

KAZALO TABEL

Tabela 1: Zavarovalno razmerje najnižje variance po mesecih.....	34
Tabela 2: Primerjava zavarovane proizvodnje s terminskimi pogodbami in nezavarovane proizvodnje [MWh]	38
Tabela 3: Primerjava zavarovane prodaje s terminskimi pogodbami in nezavarovane prodaje [EUR]	39
Tabela 4: Izvršilne vrednosti opcij na kumulativne padavine v Sloveniji [mm/m ²].....	41
Tabela 5: Skupno izplačilo opsijskih pogodb glede na izvršilno vrednost [EUR].....	44
Tabela 6: Primerjava zavarovane proizvodnje z opsijskimi pogodbami in nezavarovane proizvodnje [MWh]	44
Tabela 7: Primerjava zavarovane prodaje z opsijskimi pogodbami in nezavarovane prodaje [EUR]	46
Tabela 8: Primerjava izplačil terminskih in opsijskih pogodb [EUR]	48
Tabela 9: Primerjava zavarovane proizvodnje s terminskimi in opsijskimi pogodbami [MWh]	49
Tabela 10: Primerjava zavarovane prodaje s terminskimi in opsijskimi pogodbami [EUR]	50

KAZALO SLIK

Slika 1: Diagram izplačila omejene nakupne opcije	10
Slika 2: Diagram izplačila omejene prodajne opcije	10
Slika 3: Diagram izplačila omejene pogodbe na zamenjavo	11
Slika 4: Povprečne mesečne temperature v Sloveniji v obdobju 2010–2019.....	21
Slika 5: Delež odjema v Sloveniji po sektorjih v obdobju 1990–2016	22
Slika 6: Povprečen mesečni odjem v Sloveniji v obdobju 2010–2019	23
Slika 7: Mesečne kumulativne padavine v Sloveniji v obdobju 2010–2019.....	25
Slika 8: Povprečni mesečni pretok rek v Sloveniji v obdobju 2010–2019.....	26
Slika 9: Povprečna mesečna proizvodnja hidroelektrarn v Sloveniji v obdobju 2010–2019	27
Slika 10: Povprečno mesečno sončno obsevanje v Sloveniji v obdobju 2014–2019.....	28
Slika 11: Proizvodnja sončnih elektrarn v Sloveniji v obdobju 2014–2019	29
Slika 12: Povprečna mesečna cena električne energije v Sloveniji.....	31
Slika 13: Mesečne kumulativne padavine in proizvodnja hidroelektrarn v Sloveniji v obdobju 2010–2019	32
Slika 14: Povprečna mesečna kumulativna proizvodnja in padavine.....	33
Slika 15: Zavarovalno razmerje najnižje variance po mesecih	34
Slika 16: Zavarovalno razmerje in varianca zavarovane proizvodnje za november	35
Slika 17: Optimalno število terminskih pogodb v posameznem mesecu	36
Slika 18: Izplačila terminske pogodbe na mesečne kumulativne padavine v Sloveniji	37

Slika 19: Primerjava zavarovane prodaje s terminskimi pogodbami in nezavarovane prodaje.....	39
Slika 20: Izvršilne vrednosti opcij za posamezen mesec	40
Slika 21: Premije mesečnih opcij različnih izvršilnih vrednosti	42
Slika 22: Optimalno število opsijskih pogodb glede na izvršilno vrednost.....	43
Slika 23: Izplačilo prodajne opsijske pogodbe z izvršilno vrednostjo povprečja	43
Slika 24: Primerjava zavarovane proizvodnje z opcijami in nezavarovane proizvodnje....	45
Slika 25: Primerjava izplačil terminske in opsijske pogodbe	48
Slika 26: Primerjava zavarovane prodaje s terminskimi in opsijskimi pogodbami	50

SEZNAM KRATIC

angl. – angleško

IFI – Izvedeni finančni instrumenti

HDD – (angl. Heating Degree Day), dnevna stopnja ogrevanja

CDD – (angl. Cooling Degree Day), dnevna stopnja hlajenja

CAT – (angl. Cumulative Average Temperature), kumulativna povprečna temperatura

BA – (angl. Burn Analysis), metoda vrednotenja na podlagi zgodovinskih vrednosti

ARSO – Agencija Republike Slovenije za okolje

ATVP – Agencija za trg vrednostnih papirjev

UVOD

Magistrsko delo opisuje uporabo vremenskih izvedenih finančnih instrumentov za namene zavarovanja proizvajalcev električne energije pred finančnimi izgubami, ki se lahko potencialno realizirajo ob neugodnih vremenskih razmerah.

Vremenske razmere in z njimi povezana tveganja imajo velik vpliv na poslovanje podjetij v različnih panogah kot so energetika, kmetijstvo, trgovina in turizem. Prav energetika pa je vodilna sila povpraševanja po izvedenih finančnih instrumentih (IFI), katerih vrednost je odvisna od vremenskih razmer. Dejavnikov za rast trga vremenskih IFI je več. Eden izmed njih je deregulacija energetskega trga. Akterji na trgu električne energije se že dolgo zavedajo velike korelacije med cenami električne energije in vremenskimi razmerami, zato so proizvajalci električne energije v preteklosti postavljali višje cene oz. zahtevali višjo maržo za tveganja, povezana z nihanjem na trgu, česar v konkurenčnem okolju ne morejo več početi. Podjetja se danes iz tega razloga odločajo za uporabo vremenskih IFI, ki jim nudijo zmanjšanje tveganja iz naslova nepredvidljivih oz. katastrofičnih vremenskih razmer. Dodaten razlog za razvoj trga z vremenskimi IFI je zблиžanje kapitalskih in zavarovalnih trgov. Posledica tega zблиžanja je rast ponudbe zavarovalnih produktov za primere katastrof kot so katastrofične obveznice in opcije. Podjetja se zavedajo, da za izgube dobička ne morejo kriviti slabega vremena, z uporabo vremenskih IFI pa imajo možnost zavarovanja pred omenjenimi tveganji (Alaton, Djehiche & Stillberger, 2002, str. 2).

Trgovanje z vremenskimi IFI se je začelo leta 1997 kot posledica znatnih izgub dobička podjetij, katerih poslovanje je prizadel hurikan El Niño. Po tem dogodku je trg hitro rasel in bil v letu 1998 ocenjen na 500 milijonov dolarjev, individualne pogodbe pa so se trgovale »preko okenc« (»over-the-counter« – OTC). Kljub povečanju obsega trgovanja je bil trg še vedno razmeroma nelikviden z velikimi razlikami v ceni. Z namenom povečanja trga in odstranitve kreditnega tveganja iz trgovanja so v septembru 1999 pri Chicago Mercantile Exchange (CME) vzpostavili elektronski finančni trg za vremenske IFI in kot prvi ponudili standardizirane produkte (Yang, Li & Wen, 2011, str. 2). Od takrat je trg enormno zrasel in bil leta 2005 ocenjen na 5 milijard dolarjev (London, 2007, str. 300).

Vremenski IFI so najpogosteje strukturirani kot pogodbe zamenjave, terminske pogodbe ter nakupne in prodajne opcije na podlagi različnih vremenskih indeksov, med katerimi prevladujeta temperaturna indeksa HDD – dnevna stopnja ogrevanja (»heating degree day«) in CDD – dnevna stopnja hlajenja (»cooling degree day«). Dodatno se uporabljajo vremenski IFI na podlagi padavin, sončnega obsevanja, vetra in snežnih padavin (London, 2007, str. 303).

Ponudbo na trgu z električno energijo lahko razdelimo na tipe proizvodnih virov električne energije, ki izkoriščajo naravne oz. obnovljive vire električne energije (hidro, vetrna, solarna proizvodnja) ter na tradicionalne vire električne energije, na katere spremenljive vremenske razmere nimajo velikega vpliva (nuklearna, lignitna, plinska proizvodnja).

V magistrskem delu se bom omejil na načine zavarovanja proizvodnje iz obnovljivih virov, saj vreme neposredno vpliva na njihovo poslovanje. Vreme prav tako vpliva na povpraševanje na trgu z električno energijo. Distribucijska podjetja so izpostavljena predvsem tveganjem, povezanim s temperaturo, ki ima največji vpliv na odjem električne energije in sicer velja, da se v poletnih mesecih ob višanju temperature odjem povečuje zaradi hlajenja, v zimskih mesecih pa velja obratno, saj se odjem povečuje ob nižanju temperature zaradi ogrevanja. Vremenskim tveganjem so prav tako izpostavljena podjetja, ki se ukvarjajo s trgovanjem z električno energijo. Vrednost portfelja kratkoročnih terminskih pogodb lahko močno niha predvsem zaradi spremenljivih napovedi vremena. Zaradi naštetih razlogov je pomembno, da se omenjena podjetja zavedajo vremenskih tveganj in se pred njimi ustrezno zavarujejo.

Podjetja v energetiki se soočajo z dvema glavnima komponentama tveganja, prva je cenovno tveganje, druga pa količinsko tveganje. Čeprav cena električne energije v določeni meri odraža njeno količino na trgu, obstaja med njima nepopolno razmerje, podjetja pa morajo ob vzpostavitvi strategije zavarovanja pred tveganjem upoštevati oboje. Podjetja lahko cenovno tveganje zavarujejo s terminskimi pogodbami in z energetskega IFI, medtem ko količinsko tveganje zavarujejo z vremenskimi IFI (Hull, 2008, str. 585; Härdle & Osipenko, 2012, str. 21).

Namen magistrskega dela je predstaviti tveganja, povezana z vremenom za proizvodna, distribucijska in trgovalna podjetja v elektroenergetiki. Nadalje je namen magistrskega dela opisati trg z vremenskimi IFI in primerjati različne metode vrednotenja vremenskih IFI ter predstaviti njihovo uporabo pri zavarovanju pred vremenskim tveganjem proizvajalcev električne energije na primeru slovenskih hidroelektrarn ter prikazati učinkovitost tega zavarovanja.

Cilj magistrskega dela je opisati vremensko pogojena tveganja za proizvodna, distribucijska in trgovalna podjetja v elektroenergetiki ter raziskati in predstaviti možne načine zavarovanja pred vremenskim tveganjem proizvajalcev električne energije z vremenskimi IFI in metode vrednotenja le-teh. Glede na ugotovitve je izračunana učinkovitost zavarovanja z vremenskimi opcijami na primeru zavarovanja slovenskih hidroelektrarn pred tveganjem količine padavin z opcijami na padavine.

Magistrsko delo je razdeljeno na teoretični in empirični del. V teoretičnem delu vsebuje: predstavitev trga z vremenskimi IFI ter vrste vremenskih IFI na trgu in tveganja, pogojena z njihovo uporabo; opis metod vrednotenja vremenskih IFI na podlagi zgodovinskih podatkov in s statističnim modelom; opis tveganj, povezanih z vremenom za podjetja v elektroenergetiki.

Empirični del magistrskega dela je sestavljen iz vrednotenja padavinskih opcij z izbranimi metodami, predstavljenimi v teoretičnem delu in izračuna učinkovitosti strategij zavarovanja pred tveganjem količine padavin s terminskimi in z opcijskimi pogodbami različnih ročnosti,

vezanih na indeks kumulativnih padavin v Sloveniji za slovenske hidroelektrarne. Z namenom poenostavitve primera se predpostavi, da z vsemi slovenskimi hidroelektrarnami upravlja eno podjetje, saj so zgodovinski podatki o proizvodnji slovenskih hidroelektrarn agregirani in niso na voljo za posamezne elektrarne. Dodatno se predpostavi, da podjetje zavaruje cenovno tveganje s prodajo na terminskem trgu. Z odstranitvijo cenovnega tveganja iz primera bomo primerjali izključno učinke zavarovanja z vremenskimi IFI in znižanje tveganja z naslova vremena. Učinkovitost zavarovanja se primerja za terminske in opsijske pogodbe z različnimi izvršilnimi vrednostmi. Hipoteza dela je, da lahko podjetje prodajo električne energije na terminskem trgu učinkovito zavaruje pred tveganjem količine padavin z vremenskimi IFI na padavine. V primeru, da se realizira nižja količina padavin, kar privede do nižjega pretoka rek ter manjše proizvodnje od pričakovane oz. prodane, mora podjetje na promptnem trgu kupovati električno energijo, ki je ni uspelo proizvesti. S prihodkom iz naslova unovčitve opcije lahko podjetje omili finančne izgube in na dolgi rok zagotovi stabilnost poslovanja.

Podatki, potrebni za izračune v empiričnem delu, so pridobljeni iz javno dostopnih arhivov. Vir podatkov za zgodovinske promptne cene na trgu električne energije v Sloveniji je podjetje BSP Energetska borza, d.o.o. Podatki o zgodovini padavin po meteoroloških postajah v Sloveniji so pridobljeni pri Agenciji Republike Slovenije za okolje; podatki o dejanski proizvodnji elektrarn v Sloveniji pa v Entsoe, centralni zbirki podatkov o proizvodnji, transportu in porabi električne energije v Evropi.

1 VREMENSKI IZVEDENI FINANČNI INSTRUMENTI

Vremenski izvedeni finančni instrumenti so vrsta izvedenih finančnih instrumentov, katerih osnovni instrument je vremenski indeks. Indeksiranje vremena omogoča trgovanje na podlagi vremena, podobno kot trgovanje drugih produktov, vezanih na indekse (npr. delniške indekse). Vremenski izvedeni finančni instrumenti so vezani na različne vremenske indekse, kot so temperaturni, padavinski, vetrni indeksi, indeksi sončnega obsevanja ipd. Ti so strukturirani na način, da odražajo variacijo vremena od mesečnega ali sezonskega povprečja.

Za zavarovanje pred vremenskim tveganjem podjetja uporabljajo vremenske izvedene finančne instrumente. Najpogosteje uporabljene so strukturirane terminske in opsijske pogodbe ter pogodbe na zamenjave, vezane na vremenske indekse.

Nekatere pogodbe zahtevajo plačilo na podlagi podnebnih, geoloških ali drugih fizičnih spremenljivk. Tiste, ki temeljijo na podnebnih spremenljivkah, se imenujejo »izvedeni finančni instrumenti na vremenske dejavnike« (Uredba Komisije EU, 2016, str. 113).

1.1 Vremenski indeksi in vremenski izvedeni finančni instrumenti na evropskem trgu

Podjetja so izpostavljena različnim vrstam vremenskega tveganja. Zaradi potrebe podjetij po zavarovanju vremenskih tveganj se je na trgu razvilo veliko število vremenskih IFI, ki nudijo zavarovanje pred najrazličnejšimi oblikami vremenskih tveganj. Vremenski IFI bazirajo na različnih vremenskih spremenljivkah: temperaturi, padavinah, sončnemu obsevanju, vetru, ipd., na podlagi katerih so izračunani vremenski indeksi. Najbolj pogosto uporabljena vremenska spremenljivka je temperatura (Müller & Grandi, 2000, str. 4), temperaturni indeks pa je lahko določen kot dnevni minimum, maksimum ali dnevno povprečje.

Poleg temperaturnih indeksov se kot osnovni instrument vremenskih IFI uporabljajo tudi indeksi na podlagi padavin in vetra. Prav tako se lahko za sestavo vremenskega IFI uporabijo spremenljivke kot so število ur osončenosti, pretok reke ali temperatura morske gladine. Vremenski IFI lahko torej bazira na katerikoli vremenski spremenljivki, v kolikor lahko za to spremenljivko pridobimo zanesljive in natančne meritve iz vremenske postaje (Ritter, Mußhoff & Odening, 2014, str. 1).

Različna podjetja so izpostavljena različnim vremenskim tveganjem, zato morajo za zavarovanje izbrati vremenski IFI, ki temelji na ustreznem vremenskem indeksu, saj mora le-ta v čim večji meri odražati vpliv vremena na poslovanje (Jewson & Brix, 2005, str. 11).

Standardizirane terminske in opcijske pogodbe za evropski trg se trgujejo preko CME Group Inc., ki je organizator trga z izvedenimi finančnimi instrumenti, med drugim tudi vremenskimi IFI. Trgovanje s standardiziranimi pogodbami ponujajo za dve lokaciji in sicer London in Amsterdam. Pogodbe so vezane na indeks kumulativnih povprečnih temperatur (angl. Cumulative Average Temperature, v nadaljevanju CAT), kjer je točka indeksa vredna 20 EUR na pogodbo. Pogodbe so sklenjene za dolžino enega meseca, poravnavajo pa se finančno. Omenjene pogodbe se trgujejo od nedelje ob 17.00 do petka ob 15.15, s premori med 15.15 in 17.00 uro (CME, brez datuma).

Podjetja, ki se želijo zavarovati proti vremenskim tveganjem, katerim je njihovo poslovanje izpostavljeno, lahko na trgu najdejo tudi bolj prilagojene vremenske IFI. Eno izmed podjetij, ki povezuje ponudnike vremenskih IFI in podjetja, ki želijo zavarovati vremensko pogojena tveganja, je weatherXchange. Njihova platforma ponuja standardizirane terminske in opcijske pogodbe, vezane na različne vremenske indekse, glede na potrebe v posamezni industriji. Podjetje lahko določi parametre za specifičen vremenski IFI, ki kar se da najbolje odraža vremensko tveganje v njihovem poslovnem procesu in preko platforme pošlje povpraševanje ponudnikom vremenskih IFI, ki posamezen vremenski IFI ovrednotijo in sestavijo ponudbo na podlagi zahtevanih parametrov, nato pa se nakup izvede preko platforme.

V tem procesu platforma povezuje različne akterje (weatherXchange, brez datuma):

- podjetja, ki vremenske IFI kupujejo z namenom zavarovanja pred vremenskimi tveganji (podjetja iz energetike, gradbeništva, kmetijstva, turizma, ipd.),
- podjetja, ki vremenske IFI prodajajo (zavarovalnice),
- posredniki oz. svetovalci, katerih vloga je pomagati podjetju pri strukturiranju pogodb, ki najbolj odražajo vremenska tveganja v njihovem poslovnem procesu z nasveti in izkušnjami, kupcu pa lahko omogočijo anonimnost,
- podjetja, ki priskrbijo podatke o realiziranem vremenu iz meteoroloških postaj, ki so podlaga za izračun vrednosti pogodb ob dospelju in
- podjetja, ki nudijo storitve vrednotenja pogodb med nakupom in dospeljem za namen nadzora tveganj in regulatornih predpisov.

Na platformi lahko najdemo najrazličnejše vremenske indekse, strukturirane na način, da odražajo tveganja, katerim so podjetja v posamezni industriji izpostavljena. Za energetske sektor so izpostavljene pogodbe vezane na temperaturne indekse in sicer (weatherXchange, brez datuma):

- Indeks dnevne stopnje ogrevanja (angl. Heating Degree Day – HDD) je podrobneje določen v točki 1.2.1.
- Indeks dnevne stopnje hlajenja (angl. Cooling Degree Day – CDD) je podrobneje določen v točki 1.2.1.
- Indeks HDD-T24 je določen podobno kot HDD, le da se dnevna povprečna temperatura izračuna kot povprečje vseh 24 urnih vrednosti.
- Indeks dnevne stopnje porabe energije (angl. Energy Degree Day) združuje HDD in CDD indeksa na način, da se točke indeksa seštevajo glede na razliko dnevne povprečne temperature od 18 °C.
- Indeks kumulativne povprečne temperature (angl. Cumulative Average Temperature – CAT) je določen kot vsota dnevni povprečni temperatur v zavarovani periodi.
- Indeks kritičnih vročih dni (angl. Critical Hot Days) je določen kot vsota dni v katerih najvišja temperatura preseže izbran nivo.
- Indeks kritičnih mrzlih dni (angl. Critical Cold Days) je določen kot vsota dni v katerih je najnižja dnevna temperatura manjša ali enaka izbranem nivoju.
- Indeks povprečne porabe energije (angl. Energy index Average) je izpeljana mera povprečne dnevne porabe energije, določena glede na vremensko stanje, zgodovinske vzorce, industrijsko porabo in populacijo na določenem območju.
- Indeks kumulativne porabe energije (angl. Energy Index Cumulative) je izpeljana mera vsote dnevne porabe energije, določena glede na vremensko stanje, zgodovinske vzorce, industrijsko porabo in populacijo na določenem območju.
- Indeks zaporednih vročih dni (angl. Consecutive Hot Days) je določen kot izbrano število zaporednih dni, v katerih najvišja dnevna temperatura preseže izbran temperaturni nivo.

- Indeks zaporednih mrzlih dni (angl. Consecutive Cold Days) je indeks, ki je določen kot izbrano število zaporednih dni, v katerih je najnižja dnevna temperatura pod izbranim temperaturnim nivojem, običajno pod lediščem.

Dodatno so v ponudbi vremenski IFI, s katerimi se lahko zavaruje proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov, in sicer so vezani na vetrne indekse (weatherXchange, brez datuma):

- Sintetični indeks vetrne energije (angl. Synthetic Wind Energy Index) je določen na podlagi količine državne oz. lokalne proizvodnje električne energije.
- Indeks kumulativnega dnevnega vetra (angl. Cumulative Daily Wind) je določen kot vsota povprečnih dnevnih hitrosti vetra.
- Indeks kritično nizkega povprečje vetra (angl. Critical Low Wind Average) je določen kot število dni, v katerih je dnevno povprečje hitrosti vetra pod izbranim nivojem vetrne hitrosti.
- Indeks kritično visokega povprečje vetra (angl. Critical High Wind Average) je določen kot število dni, v katerih je dnevno povprečje hitrosti vetra višje kot izbran nivo vetrne hitrosti.

Poznamo tudi vremenske IFI, vezane na indekse sončnega obsevanja (weatherXchange, brez datuma):

- Indeks povprečnega sončnega obsevanja (angl. Solar Radiation Global Average) je določen kot povprečje dnevnih vrednosti sončnega obsevanja in uporablja »Globalno« merilno konvencijo.
- Indeks kumulativnega sončnega obsevanja (angl. Cumulative Solar Radiation Global) je določen kot vsota dnevnih vrednosti sončnega obsevanja.
- Indeks kritičnih dni visokega sončnega obsevanja (angl. Solar Radiation Global Critical Days (\geq)) je določen kot število dni, v katerih je količina sončnega obsevanja enaka ali nad izbranim nivojem sončnega obsevanja.
- Indeks kritičnih dni nizkega sončnega obsevanja (angl. Solar Radiation Global Critical Days (\leq)) je določen kot število dni, v katerih je količina sončnega obsevanja enaka ali pod izbranim nivojem sončnega obsevanja.

V kategoriji vremenskih IFI, vezanih na padavinske indekse poznamo (weatherXchange, brez datuma):

- Indeks kumulativnih padavin (angl. Cumulative Rainfall) je določen kot vsota padavin v zavarovalnem obdobju.
- Indeks nizkih kumulativnih padavin (angl. Low Cumulative Rainfall) je določen kot vsota padavin pod izbranim nivojem padavin.

Našteti vremenski indeksi so namenjeni zavarovanju podjetij, ki delujejo na trgu električne energije kot dobavitelji, ki zavarujejo odjem električne padavine z vremenskimi IFI,

vezanimi na temperaturne indekse. Za proizvajalce električne energije iz obnovljivih virov pa so namenjeni naštetim vremenskim indeksi vetra, sončnega obsevanja oz. padavin.

1.2 Vrste vremenjskih izvedenih finančnih instrumentov

Izpeljani finančni instrument je finančni instrument:

- katerega vrednost se spremeni zaradi spremembe določene obrestne mere, tečaja vrednostnih papirjev, cene blaga, valutnega tečaja, indeksa cen, kreditne sposobnosti ali podobnih spremenljivk;
- ki ne zahteva začetne finančne naložbe ali ki zahteva le majhno čisto začetno finančno naložbo;
- ki se poravnava v prihodnosti.

Izpeljani finančni instrumenti so na primer blagovna ali finančna rokovna (terminska) pogodba, pogodba o finančni zamenjavi in pogodba o opcijah. Lahko se uporablja tudi kot instrument za varovanje pred tveganjem (Slovenski računovodski standardi, 2016, str. 52).

Izvedeni finančni instrumenti so najpogosteje strukturirani kot standardizirane terminske pogodbe (angl. future), nestandardizirane terminske pogodbe (angl. forward), pogodbe o zamenjavi (angl. swap) in opsijske pogodbe. Izvedeni finančni instrument običajno vsebuje določen nominalni znesek, torej znesek valute, število delnic, število enot mase, prostornine ali drugih enot, določenih v pogodbi; vendar izvedeni finančni instrument ne zahteva, da bi imetnik ali izdajatelj investiral ali prejel nominalni znesek ob začetku pogodbe. Na drugi strani lahko izvedeni finančni instrument zahteva fiksno plačilo ali plačilo zneska, ki se lahko spremeni (vendar ne sorazmerno s spremembo v podlagi) kot posledica nekega prihodnjega dogodka, ki ni povezan z nominalnim zneskom (ATVP, brez datuma).

Ena od bistvenih značilnosti izvedenega finančnega instrumenta je, da je njegova čista začetna finančna naložba manjša od finančne naložbe, ki bi bila potrebna za pridobitev finančnega instrumenta, ki je podlaga, na katero je finančni instrument vezan.

1.2.1 Terminske pogodbe

Terminska pogodba je pogodba o prodaji ali nakupu določene količine sredstva ob določenem času za določeno ceno. Ena od pogodbenih strank v terminski pogodbi se zaveže k nakupu sredstva (dolga pozicija) na določen dan v prihodnosti, po ceni, določeni v tej pogodbi, medtem ko se druga stranka v pogodbi zaveže k prodaji sredstva (kratka pozicija) na isti dan po enaki ceni (Hull, 2008, str. 4; McDonald, 2006, str. 25).

Izplačilo dolge pozicije v terminski pogodbi se izračuna kot:

$$S_T - K,$$

kjer je K pogodbeno določena cena sredstva in S_T promptna cena sredstva ob dospelju pogodbe. Obratno velja za izplačilo kratke pozicije v terminski pogodbi:

$$K - S_T$$

Izplačila terminske pogodbe so lahko pozitivna ali negativna ter so linearno odvisna od promptne cene ob dospelju pogodbe (Hull, 2008, str. 5).

Pogodbe so lahko nestandardizirane ali standardizirane. Pri nestandardiziranih pogodbah se stranki pogajata o vseh sestavinah pogodbe, pri standardiziranih pa le o ceni. Naziv »standardizirana terminska pogodba« izhaja iz dejstva, da so vse sestavine pogodbe, kot so količina, sredstvo in datum zapadlosti, kraj in način izpolnitve pogodbe, povsem standardizirane, zaradi česar se kupec in prodajalec takšne standardizirane terminske pogodbe dogovarjata le o njeni ceni. Ker so takšne pogodbe standardizirane, se z njimi navadno trguje na enem izmed organiziranih trgov, njihova likvidnost pa je prav zaradi standardiziranosti praviloma večja od nestandardiziranih terminskih pogodb. Trgovanje s standardiziranimi terminskimi pogodbami navadno poteka s pomočjo borznih posrednikov preko organiziranih trgov. Poravnava poslov pa se izvaja preko klirinških hiš, ki vstopajo v posamezen posel kot nasprotna stranka in jamčijo za poravnavo posameznega posla. Standardizirane pogodbe se lahko poravnajo z dostavo osnovnega instrumenta ali denarno, uporabljajo pa se za zavarovanje pred tveganji in kot spekulacijski instrument (ATVP, brez datuma).

Najpogosteje trgovane so standardizirane terminske pogodbe na temperaturna indeksa HDD in CDD. Koncept indeksa HDD izvira iz opažanj, da se prostore ogreva, ko povprečna dnevna temperatura pade pod $18\text{ }^{\circ}\text{C}$, vsaka stopinja dnevne povprečne temperature pod $18\text{ }^{\circ}\text{C}$ pa v indeksu šteje kot en HDD. Obratno se prostore hladi, ko dnevna povprečna temperatura preseže $18\text{ }^{\circ}\text{C}$, pri čemer se vsaka stopinja povprečne dnevne temperature nad $18\text{ }^{\circ}\text{C}$ šteje kot en CDD (Alaton, Djehiche & Stillberger, 2002, str. 3).

Povprečna dnevna temperatura se izračuna kot:

$$T_i \equiv \frac{T_i^{max} + T_i^{min}}{2}, \quad (1)$$

kjer sta T_i^{max} in T_i^{min} maksimalna in minimalna izmerjena temperatura (v stopinjah Celzija) na dan i za določeno vremensko postajo. Iz tega sledi, da sta HDD in CDD določena kot:

$$HDD_i \equiv \max\{18 - T_i, 0\}, \quad (2)$$

in

$$CDD_i \equiv \max\{T_i - 18, 0\}, \quad (3)$$

kjer je T_i povprečna dnevna temperatura na dan i .

Standardizirane terminske pogodbe, vezane na indeksa HDD ali CDD so določene glede na vsoto HDD ali CDD v določenem obdobju:

$$H_n = \sum_{i=1}^n HDD_i, \quad (4)$$

in

$$C_n = \sum_{i=1}^n CDD_i, \quad (5)$$

kjer je n število dni v obdobju. Pogodba se poravna finančno ob koncu meseca z izplačilom:

$$X = \alpha H_n, \quad (6)$$

in

$$X = \alpha C_n, \quad (7)$$

kjer je α stopnja izplačila (vrednost ene točke indeksa HDD oz. CDD).

Običajno se trgujejo mesečne pogodbe ali sezonske pogodbe, ki so vezane na obdobje petih mesecev. V času ogrevalne sezone je trajanje pogodbe od začetka novembra do konca marca in v času sezone hlajenja od začetka maja do konca septembra (Alaton, Djehiche & Stillberger, 2002, str. 4).

1.2.2 Opcijske pogodbe

Pogosto trgovane pogodbe so tudi opcijske pogodbe (opcije). Opcija je pogodba, s katero ima imetnik pravico (vendar ne obligacijo) kupiti ali prodati določen finančni produkt v mejah dogovorjenih vrednosti in v dogovorjenem časovnem roku (Alexander, 2008, str. 137). Poznamo dva tipa opcij, nakupne in prodajne. Kupec opcije ob sklenitvi pogodbe plača prodajalcu premijo (Hull, 2008, str. 6).

Vremenska opcija je določena s sestavinami:

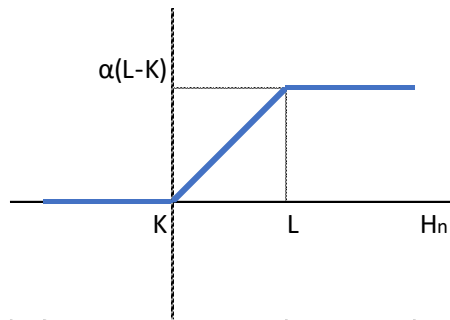
- tip pogodbe (nakupna ali prodajna),
- pogodbeno obdobje (npr. oktober 2020),
- vremenski indeks (HDD, CDD ali drug vremenski indeks),
- uradna vremenska postaja, kjer se pridobivajo podatki,
- mejna vrednost indeksa, pri kateri pride do izvršitve in
- stopnja izplačila (vrednost točke vremenskega indeksa).

Glede na enačbi 4 in 5 je izplačilo omejene evropske nakupne HDD opcije:

$$X = \begin{cases} 0 & \text{če je } H_n < K \\ \alpha(H_n - K) & \text{če je } K \leq H_n \leq L, \\ \alpha(L - K) & \text{če je } H_n > L \end{cases} \quad (8)$$

Kjer je α stopnja izplačila, H_n kumulativna vrednost indeksa, L zgornja meja indeksa in K mejna vrednost indeksa, pri kateri pride do izplačila (Alaton, 2002, str. 6).

Slika 1: Diagram izplačila omejene nakupne opcije



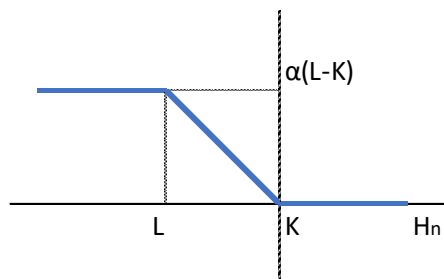
Vir: Prirejeno po Jewson & Brix (2005).

Podobno velja za omejeno evropsko prodajno HDD opcijo:

$$X = \begin{cases} \alpha(L - K) & \text{če je } H_n < L \\ \alpha(K - H_n) & \text{če je } L \leq H_n \leq K, \\ 0 & \text{če je } H_n > L \end{cases} \quad (9)$$

Kjer je α stopnja izplačila, H_n kumulativna vrednost indeksa, L zgornja meja indeksa in K mejna vrednost indeksa, pri kateri pride do izplačila.

Slika 2: Diagram izplačila omejene prodajne opcije



Vir: Prirejeno po Jewson & Brix (2005).

1.2.3 Pogodbe na zamenjave

Pogodbe na zamenjave so pogodbe, s katerimi stranki izmenjata tveganje za vnaprej določeno obdobje. Pri večini pogodb na zamenjave sta vrednosti spodnje in zgornje meje

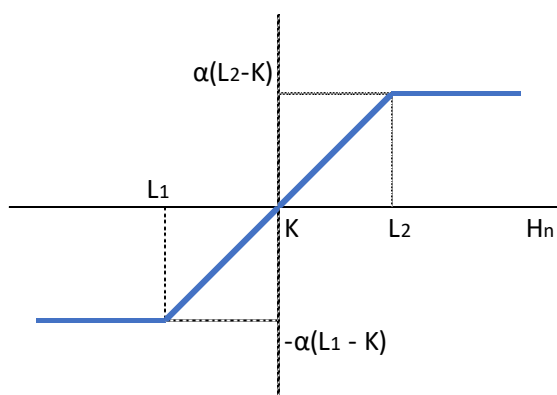
referenčnega indeksa simetrični glede na mejno vrednost indeksa ($K - L_1 = L_2 - K$), iz česar izhaja, da je največje možno izplačilo za obe stranki enako.

Ob zapadlosti je izplačilo pogodbe na zamenjavo določeno kot:

$$X = \begin{cases} -\alpha(L_1 - K) & \text{če je } H_n < L_1 \\ \alpha(H_n - K) & \text{če je } L_1 \leq H_n \leq L_2, \\ \alpha(L_2 - K) & \text{če je } H_n > L_2 \end{cases} \quad (10)$$

Kjer je α stopnja izplačila, H_n kumulativna vrednost indeksa, L_1 spodnja meja indeksa, L_2 zgornja meja indeksa in K mejna vrednost indeksa, pri kateri pride do izplačila.

Slika 3: Diagram izplačila omejene pogodbe na zamenjavo



Vir: Prirejeno po Jewson & Brix (2005).

1.3 Tveganja vremenskih izvedenih finančnih instrumentov

Z uporabo vremenskih IFI je povezanih več tveganj, saj običajno obstaja nepopolna povezava med poslovnim procesom in potencialno izgubo dohodka ter izplačilom vremenskega IFI (Golden, Wang & Yang, 2007, str. 1). V nadaljevanju so podrobneje predstavljena naslednja tveganja, ki izhajajo iz uporabe vremenskih IFI:

- tveganje osnove,
- prostorsko tveganje,
- modelsko tveganje,
- kreditno tveganje in
- likvidnostno tveganje.

1.3.1 Tveganje osnove

Tveganje naložbe v izvedeni finančni instrument je neposredno povezano s tveganjem osnovnega instrumenta, na katerega je vezan izvedeni finančni instrument. Vsa tveganja, ki vplivajo na gibanje osnovnega instrumenta, pomenijo tudi tveganje izvedenega

finančnega instrumenta in se neposredno odražajo na vrednosti le-tega. Pri zavarovanju z vremenskimi izvedenimi finančnimi instrumenti je osnovni instrument vremenski indeks. Z uporabo vremenskih izvedenih finančnih instrumentov torej prenašamo vremensko tveganje na podjetje z namenom ščitenja pred izgubo dohodka, ki se lahko realizira zaradi vremenskega tveganja. Zaradi nepopolne odvisnosti med funkcijo izplačila vremenskega izvedenega finančnega instrumenta in funkcijo dohodka podjetja, se kupci vremenskih IFI soočajo s tveganjem osnove. Tveganje osnove je najmanjše kadar se podjetje zavaruje z vremenskimi IFI primerne vrste, optimalne velikosti pogodbe, vezane na optimalno lokacijo (Jewson & Brix, 2005, str. 5).

1.3.1.1 Lokalno tveganje osnove

Lokalno tveganje osnove se navezuje na nepopolno zavarovanje tveganja z uporabo vremenskih IFI, pri čemer sta vremenski indeks, uporabljen v vremenskem IFI in izpostavljenost vremenskemu tveganju vezana na isto (lokalno) geografsko lokacijo. Čeprav izplačilo vremenskega IFI natančno odraža lokalne vremenske razmere, lahko nudi kupcu nepopolno zavarovanje izpostavljenosti zaradi nepopolne odvisnosti med vremenom in poslovnim procesom (Woodard & Garcia, 2008, str. 5).

1.3.1.2 Prostorsko tveganje osnove

Prostorsko tveganje izhaja iz dejstva, da je ena izmed sestavin vremenskih IFI točno določena vremenska postaja, katere podatki se uporabljajo za vrednotenje in izplačilo. Poslovanje podjetja največkrat ni omejeno zgolj na področje v bližini vremenske postaje, zaradi česar se lahko izmerjene vremenske spremenljivke na lokaciji poslovanja in lokaciji vremenske postaje razlikujejo. Možno je tudi, da na trgu ne obstaja ustrezen vremenski IFI za določeno lokacijo, s katerim bi podjetje svoje poslovanje lahko zaščitilo pred vremenskim tveganjem. V tem primeru bi bilo podjetje primorano uporabiti nelokalni vremenski IFI za zavarovanje vremenskih tveganj, pri čemer bi se izpostavilo dodatnemu prostorskemu tveganju osnove (Woodard & Garcia, 2008, str. 5; Norton, Turvey & Osgood, 2013, str. 2).

Torej je podjetje z uporabo vremenskih IFI izpostavljeno prostorskemu tveganju osnove, ki je definirano kot dodatno tveganje osnove pri uporabi nelokalnega vremenskega IFI. Za čim bolj optimalno zavarovanje mora podjetje izbrati lokacijo vremenske postaje čim bližje lokaciji poslovanja. V kolikor je poslovanje podjetja razpršeno na več lokacij na nekem območju, lahko za osnovo vremenskega IFI izbere vremenski indeks, ki je sestavljen kot košarica večih vremenskih postaj na nekem območju.

1.3.1.3 Zavarovalno razmerje najnižje variance in optimalno število pogodb

V primeru zavarovanja proizvodnje električne energije z vremenskimi IFI je torej tveganje osnove v razliki med proizvodnjo in vremenskim indeksom, na katerega je vezan vremenski IFI. Varianco na ta način zavarovane proizvodnje lahko določimo kot:

$$\sigma_{S-hF}^2 = \sigma_S^2 + \sigma_{hF}^2 - 2\rho\sigma_S\sigma_{hF}, \quad (11)$$

kjer je σ_S^2 varianca sprememb proizvodnje, σ_{hF}^2 varianca sprememb vremenskega indeksa in ρ njuna korelacija. Z namenom minimizacije tveganja osnove pri zavarovanju z vremenskimi IFI uporabimo razmerje, ki minimizira varianco zavarovane proizvodnje. Zavarovalno razmerje najnižje variance (angl. Minimum Variance Hedge Ratio) dobimo s parcialnim odvodom enačbe 11 glede na h (zavarovalno razmerje):

$$\begin{aligned} \frac{d\sigma_{S-hF}^2}{dh} &= \frac{d}{dh} (h^2\sigma_F^2 - 2(h)\rho\sigma_S\sigma_F), \\ &= 2h\sigma_F^2 - 2\rho\sigma_S\sigma_F \end{aligned} \quad (12)$$

Optimalno zavarovalno razmerje h^* , ki minimizira varianco zavarovane proizvodnje je torej:

$$\begin{aligned} h^* \rightarrow 0 &= 2h\sigma_F^2 - 2\rho\sigma_S\sigma_F \\ 2h^*\sigma_F^2 &= 2\rho\sigma_S\sigma_F \\ h^* &= \frac{2\rho\sigma_S\sigma_F}{2\sigma_F^2} = \rho \frac{\sigma_S}{\sigma_F} \end{aligned} \quad (13)$$

kjer je σ_S standardni odklon sprememb proizvodnje, σ_F standardni odklon sprememb vrednosti terminske pogodbe (vremenskega indeksa) in ρ korelacija med spremembami proizvodnje in spremembami vrednosti terminske pogodbe (vremenskega indeksa).

Zavarovalno razmerje najnižje variance nato uporabimo pri določitvi optimalnega števila pogodb z naslednjo enačbo:

$$N^* = h^* \frac{\text{Začetna vrednost}}{\text{Vrednost ene pogodbe}}, \quad (14)$$

kjer je:

- N^* optimalno število pogodb za zavarovanje,
- h^* zavarovalno razmerje najnižje variance,
- začetna vrednost je v primeru proizvodnje električne energije določena kot pričakovana prodaja električne energije v zavarovalnem obdobju in
- vrednost ene pogodbe je določena kot stopnja izplačila (v primeru opcijske pogodbe pomnožena z izvršilno vrednostjo).

Na ta način izračunano optimalno število pogodb za zavarovanje začetne vrednosti (npr. proizvodnje) zmanjšuje tveganje osnove. V kolikor bi število kupljenih pogodb za zavarovanje presegalo optimum, bi tvegali plačilo previsoke premije, medtem ko bi s prenizkim številom pogodb tvegali prenizko kritje potencialne škode (Pres, 2009, str. 2).

1.3.2 Kreditno tveganje

Podjetja, ki zavarujejo vremensko tveganje z nakupom standardiziranih vremenskih IFI preko borze, se izpostavljajo tveganju osnove, medtem ko se podjetja, ki kupujejo vremenske IFI preko OTC, izpostavljajo kreditnemu tveganju (Brockett, Golden, Yang & Zou, 2007, str. 4). Kreditno tveganje je tveganje, da gre nasprotna stranka iz pogodbenega razmerja v stečaj, zaradi česar je oteženo oz. onemogočeno poplačilo obveznosti, ki jih to pogodbeno razmerje določa. Kreditno tveganje lahko delimo na verjetnost stečaja nasprotne stranke in porazdelitev velikosti izgube ob stečaju nasprotne stranke (Jewson & Brix, 2005, str. 280).

V primeru nakupa nestandardiziranih vremenskih IFI je pri ocenjevanju tveganj potrebno upoštevati tudi kreditno tveganje, saj lahko stečaj nasprotne stranke in nezmožnost plačila obveznosti privede do znatnih izgub. Za zmanjšanje kreditnega tveganja je potrebno oceniti verjetnost stečaja nasprotne stranke, na podlagi tega pa omejiti sodelovanje samo na nasprotne stranke z nizkim kreditnim tveganjem. Dodatno je potrebno nadzorovati velikost morebitne izgube, saj lahko v primeru nezmožnosti poplačila obveznosti nasprotne stranke, podjetje ob izpadu dohodka zaradi neugodnih vremenskih razmer izgubi tudi izplačilo, ki bi ga moralo dobiti iz naslova vremenskega IFI.

1.3.3 Likvidnostno tveganje

Likvidnostno tveganje pri uporabi vremenskih IFI je povezano z razvitostjo trga. Nizki trgovni volumni lahko privedejo do velikih razlik med nakupnimi in prodajnimi cenami. Podjetje je izpostavljeno likvidnostnemu tveganju, saj bi moralo, ob potencialni prodaji nakupljenega vremenskega IFI, sprejeti ceno, ki je lahko znatno različna od poštene cene. Dodatno je podjetje pri uporabi vremenskih IFI izpostavljeno likvidnostnemu tveganju na strani izplačil. Likvidnostno tveganje je v tem primeru tveganje primanjkljaja denarnih sredstev zaradi kopičenja izplačil.

Podjetje lahko zmanjša likvidnostno tveganje z uporabo standardiziranih in pogosteje trgovanih vremenskih IFI, vendar je potrebno pri tem upoštevati tudi tveganje osnove, ki lahko naraste zaradi izbire bolj likvidnega vendar prostorsko neoptimalnega vremenskega IFI.

1.3.4 Modelsko tveganje

Modelske tveganje pri uporabi vremenskih IFI je povezano z napakami pri njihovem vrednotenju. Napaka modela za vrednotenje vremenskih IFI lahko izhaja iz napak vhodnih podatkov na podlagi katerih je vremenski IFI vrednoten, npr. temperatura, padavine in hitrost vetra. Dodatno lahko napaka izhaja iz predpostavk, ki jih uporabimo v modelu za vrednotenje, kar lahko privede do napačno ocenjenih parametrov ali obliki porazdelitve osnovne vremenske spremenljivke, vremenskega indeksa ali porazdelitve izplačil vremenskega IFI.

2 METODE VREDNOTENJA VREMENSKIH OPCIJ

Od ostalih izvedenih finančnih instrumentov se vremenski IFI razlikujejo predvsem po tem, da se osnovni instrument (vreme) ne trguje, kar predstavlja dodaten izziv pri njihovem vrednotenju (Cao & Wei, 2004, str. 5; Härdle & Cabrera, str. 2, 2012).

Ločimo lahko tri glavne razloge za vrednotenje vremenskih IFI. Prvi razlog se nanaša na oceno ustreznosti pogodbe pred trgovanjem (kakšna naj bo izvršilna cena pogodbe in ali je opcijska premija ustrezna). Drugi razlog nastopi po odločitvi za nakup vremenskega IFI in se nanaša na vrednotenje pogodbe glede na trenutno vreme in nove vremenske napovedi, ki so ključne tako za nakupno kot prodajno stran (Campbell & Diebold, 2005, str. 2). Tretji razlog za vrednotenje vremenskih IFI je ocenitev izpostavljenosti tveganjem, glede na zahteve in določila notranjih in zunanjih regulatornih mehanizmov (Jewson & Brix, 2005, str. 28–29).

Poznamo različne pristope k vrednotenju vremenskih IFI, in sicer:

- vrednotenje na podlagi zgodovinskih vrednosti vremenskega indeksa,
- vrednotenje na podlagi metode modeliranja vremenske spremenljivke,
- vrednotenje na podlagi metode modeliranja vremenskega indeksa,
- vrednotenje na podlagi metode modeliranja izplačil,
- vrednotenje na podlagi modela brez arbitraže.

V nadaljevanju bo opisanih nekaj izmed teh pristopov k vrednotenju vremenskih IFI.

2.1 Vrednotenje na podlagi zgodovinskih vrednosti

Najbolj preprosta metoda za vrednotenje vremenskih IFI je metoda vrednotenja na podlagi zgodovinskih vrednosti (»burn analysis« – BA). Metoda BA temelji na ideji izračuna vrednosti posamezne opcije glede na njeno realizacijo v preteklih letih. Na ta način lahko ocenimo vrednost opcije za prihodnje obdobje (npr. oktober 2020), kot povprečje izplačil realiziranih opcij za enaka obdobja v preteklih letih (npr. oktober 2019, oktober 2018, ...). Zaradi nenatančnosti se ta metoda uporablja le kot izhodiščna ocena vrednosti vremenskega IFI.

Poštena cena ali premija vremenske opcije je določena na način, da je pričakovan dobiček ob dospetju opcije enak nič oz. je premija enaka pričakovanemu izplačilu opcije ob dospetju. V kolikor prodajalec vremenske opcije zaračuna opsijsko premijo enako pričakovanemu izplačilu, bo na dolgi rok povprečje donosov na veliko število teh pogodb enako nič. Zaradi izpostavljenosti tveganju prodajalci običajno povečajo pošteno opsijsko premijo za »varnostni dodatek«. Varnostni dodatek se lahko enostavno določi kot dodaten odstotek standardnega odklona izplačila obravnavane opcije.

Pri izračunu vrednosti opcije z uporabo BA metode predpostavljamo, da je po čiščenju in odstranitvi trenda iz zgodovinskih vremenskih podatkov časovna vrsta vremenskega indeksa stacionarna in statistično konsistentna s podnebnimi lastnostmi v obravnavanem obdobju. Nadalje moramo predpostaviti, da so podatki različnih let med seboj neodvisni in identično porazdeljeni. Zgodovinski podatki vremenskih indeksov za enomesečno obdobje v Evropi kažejo, da se avtokorelacija približa vrednosti 0 po enem mesecu, iz česar izhaja, da je predpostavko o statistični neodvisnosti smiselno uporabiti za pogodbe, ki trajajo do 11 mesecev (Jewson & Brix, 2005, str. 63).

Prednosti BA metode so enostavnost, hitrost in osnovanost na majhnem številu predpostavk. Slednje je pomembno, saj s predpostavkami v model, poleg dodatnih informacij, vnesemo tudi dodatne napake. V nadaljevanju bodo predstavljeni bolj natančni in kompleksni modeli za vrednotenje vremenskih IFI, pri katerih z vpeljavo dodatnih predpostavk dosežemo učinkovitejšo izrabo informacij iz podatkov, ki so nam na voljo. Pri teh metodah se je vseeno potrebno zavedati, da so lahko predpostavke modela v nekaterih primerih napačne in vrnejo slabše rezultate kot enostavnejša BA metoda. Glavna slabost BA metode je, da nimamo pregleda nad verjetnostjo dogodkov izven obsega zgodovinskih vrednosti.

2.2 Vrednotenje na podlagi metode modeliranja indeksov

Pri vrednotenju vremenskih IFI se lahko uporablja tudi statistično modeliranje, in sicer za katerikoli korak v procesu izračuna vrednosti indeksa in izplačil vremenskega IFI. V primeru izračuna terminske pogodbe na temperaturni indeks HDD, lahko statistično modeliramo:

1. dnevno najnižjo in najvišjo temperaturo (T_{\min} in T_{\max}),
2. dnevno povprečno temperaturo (enačba 1),
3. dnevno vrednost indeksa HDD (enačba 2),
4. vsoto vrednosti indeksa HDD (enačba 4) in
5. izplačilo terminske pogodbe (enačba 6).

Dnevno najnižjo in najvišjo temperaturo lahko modeliramo kot stohastični časovni vrsti, ki ju zaznamuje velik sezonski vpliv in avtokorelacija. Izziv pri modeliranju teh časovnih vrst pa predstavlja navzkrižna korelacija na nivoju zamikov.

Iz tega razloga je lažje modelirati dnevno povprečno temperaturo, saj v tem primeru modeliramo le eno časovno vrsto, vendar pri tem ostaja kompleksnost modeliranja sezonskih vplivov in avtokorelacije.

Dnevna vrednost indeksa HDD predstavlja izziv za modeliranje, saj vsebuje veliko število vrednosti 0, statistični model, ki bi to ustrezno opisal, pa bi moral biti precej kompleksen. Čeprav se zdi, da bi bile lahko najvišja, najnižja ter povprečna temperatura normalno porazdeljene, je precej očitno, da verjetnostna porazdelitev HDD zagotovo ni normalna zaradi odrezkov pri izhodiščni temperaturi. Zaradi navedenega je slednje težko modelirati.

Izmed vseh naštetih pristopov k vrednotenju vremenskih IFI na podlagi statističnega modeliranja, je metoda modeliranja indeksov najenostavnejša in najboljša rešitev.

Prvi korak pri modeliranju indeksov je izbor porazdelitve, za katero verjamemo, da ustrezno opiše dejansko neznano porazdelitev indeksa. Izmerimo lahko parametre porazdelitve, testiramo hipoteze, da postanejo opazovani podatki lahko del izbrane porazdelitve (velja vsaj za parametrične modele) in končno lahko porazdelitev uporabimo namesto neznane porazdelitve indeksa.

Najprej se je potrebno vprašati, ali je glede na opazovane podatke bolj ustrezna uporaba zvezne ali diskretne porazdelitve funkcije. Temperatura je dejansko zvezna naključna spremenljivka, vendar so njene meritve navadno zaokrožene na eno oz. dve decimalni mesti. V Evropi so meritve najvišje in najnižje temperature običajno zabeležene na eno decimalno mesto natančno. Posledično je izračunana dnevna povprečna temperatura zapisana na dve decimalni mesti natančno, pri čemer je zadnja decimalka zaokrožena na 0 ali 5. Iz tega izhaja, da obstaja le diskretno število vrednosti indeksa. To bi lahko vodilo do spoznanja, da bi morali vse indeksne porazdelitve modelirati z uporabo diskretnih porazdelitev. V resnici pa je dejansko število možnih vrednosti indeksa tako veliko (merjeno v tisočicah), da je postopek, s katerim bi našli primerno diskretno porazdelitev in simulirali podatke, precej počasen. Namesto tega je pogosto primerneje, da poiščemo ustrezno zvezno porazdelitev (Jewson & Brix, 2005, str. 75–76).

Naslednje pomembno vprašanje je, ali izbrati parametrično ali neparametrično porazdelitev. Parametrične porazdelitve so posebne oblike ali družine oblik. Če želimo uporabiti parametrično porazdelitev, uporabimo zgodovinske podatke, da izmerimo majhno število parametrov, ki določijo natančno obliko določene družine krivulj. Ker je število izmerjenih parametrov precej manjše od števila podatkovnih točk, so parametri ocenjeni točno ob predpostavki, da je ta model ustrezen. Dodatno testiramo še stopnjo kvalitete prileganja (goodness of fit) podatkov z izbrano porazdelitvijo (Jewson & Brix, 2005, str. 76; Toeglhofer, Mestel & Prettenthaler, 2012, str. 192).

Splošno pravilo pravi, da če lahko na podlagi naših preteklih izkušenj ali iz kakršnihkoli drugih razlogov verjamemo, da je določena parametrična porazdelitev prava, potem

testiramo porazdelitev glede na dane podatke in jo nato, če se izkaže za primerno, uporabimo.

V primeru, da je uporaba parametričnih porazdelitev dvomljiva, je bolje, da uporabimo neparametrično porazdelitev. Lahko se namreč zgodi, da testiramo veliko parametričnih porazdelitev, a so podatki nezadostni, da bi lahko prišli do zanesljivih zaključkov (Jewson & Brix, 2005, str. 77).

Standardni sezonski temperaturni indeksi v Združenih državah Amerike so HDD indeksi s trajanjem od novembra do marca in CDD indeksi s trajanjem od maja do septembra. Na evropskem vremenskem trgu pa se od novembra do marca uporabljajo HDD, od maja do septembra pa CAT indeksi. Vsak indeks predstavlja vsoto vrednosti dnevni indeksov, kar pomeni približno dolžino 150 dni. Število možnih različnih vrednosti indeksov je v stotih oz. tisočicah, kar pomeni, da je kot primerno aproksimacijo smiselno uporabiti zvezno porazdelitev. Avtokorelacija dnevne temperature se v tem primeru zmanjša na 0,5 v roku dveh dni, zato lahko predpostavimo, da vsebujejo ta obdobja veliko število neodvisnih vzorcev. Izkaže se tudi, da je temperatura običajno blizu normalni porazdelitvi. Vsota neodvisnih naključnih spremenljivk bi nas lahko napeljala na zamisel o uporabi centralnega limitnega izreka, s čimer bi zagovarjali, da je agregatni indeks blizu normalni porazdelitvi. Ker so posamezne porazdelitve blizu normalni, pričakujemo, da bo to pospešilo konvergenco. Vedenje, da lahko uporabimo normalno porazdelitev, se izkaže za zelo priročno tudi zaradi njene preproste in jedrnate metode povzemanja podatkov. Preden pa lahko sklepamo na normalno porazdelitev na podlagi centralnega limitnega izreka, moramo upoštevati še naslednje dejavnike (Jewson & Brix, 2005, str. 81–82):

- Zaradi sezonskega cikla temperature, dnevne vrednosti HDD ne predstavljajo stacionarnega procesa.
- Za določanje stanja je lahko veliko vrednosti stopinjskih dni enakih 0.
- Čeprav se avtokorelacija na začetku hitro zmanjšuje, v resnici ostane na zelo dolgi rok različna od nič.

Ugotovimo lahko, da ni centralni limitni izrek nič drugega kot splošen indikator, da bi morali vsaj poskusiti z normalno porazdelitvijo in ugotoviti, če jo, glede na dane podatke, res lahko uporabimo.

Normalnost standardnih sezonskih in mesečnih indeksov glede na temperaturo v Združenih državah Amerike je bila analizirana z naslednjimi ugotovitvami (Jewson & Brix, 2005, str. 82):

- Za zimske HDD in CAT indekse in poletne CDD in CAT indekse velja, da je normalna porazdelitev dober približek za skoraj vse lokacije.
- Za CAT in HDD indekse, osnovane na posameznih zimskih mesecih, lahko november, januar, februar in marec dobro modeliramo z normalno porazdelitvijo, medtem ko decembra to ni mogoče – na veliko lokacijah se namreč pojavi zelo hladen rep.

- CAT indeksi, osnovani na posameznih poletnih mesecih, so dobro definirani z normalno porazdelitvijo, ne glede na lokacijo.
- Za CDD indekse, osnovane na posameznih poletnih mesecih na splošno ne moremo uporabiti normalne porazdelitve predvsem zato, ker temperatura pogosto preseže izhodiščno temperaturo. Izjema je julij, ko lahko uporabimo normalno porazdelitev.

Kot vidimo, lahko za vrednotenje sezonskih pogodb na podlagi temperaturnih indeksov skoraj vedno uporabimo normalno porazdelitev, medtem ko moramo biti pri mesečnih pogodbah precej bolj pazljivi. Natančneje, če imamo pogodbo, osnovano na mesecu decembru, ali katerokoli pogodbo za CDD, osnovano na poletnih mesecih, je zelo pametno preveriti ustreznost normalne porazdelitve še preden jo uporabimo (Jewson & Brix, 2005, str. 82).

Pri vrednotenju vremenskih IFI vezanih na padavine je uporabljena gama porazdelitev kot predlagana porazdelitev indeksa padavin v Jewson & Brix (2005, str. 283), ki pokaže, da je gama porazdelitev ustrežnejša od normalne, vendar ostaja težava zaradi modeliranja ekstremnega dežja. Cao, Li & Wei (2004, str. 1) ter Mußhoff, Odening & Xu (2006, str. 5) so model izboljšali z uporabo mešanice eksponentne porazdelitve in metode gostote jeder.

3 VREMENSKO POGOJENA TVEGANJA V ELEKTROENERGETIKI

Vremensko pogojena tveganja so v elektroenergetiki prisotna že od nekdaj, z vse večjo elektrifikacijo družbe pa vpliv vremena na trg z električno energijo narašča iz leta v leto. Naraščanje števila klimatskih naprav omogoča ljudem prilagodljivost hlajenja in ogrevanja ter hitrega odziva na spremembe v temperaturi. Z nihanjem temperature vse bolj niha tudi odjem električne energije. Podjetja, ki se ukvarjajo z distribucijo električne energije, so tako čedalje bolj izpostavljena tveganjem, povezanim s spremenljivimi temperaturami (Yang, Brockett & Wen, 2009, str. 2). Vremensko pogojenim tveganjem so izpostavljeni tudi proizvajalci električne energije. Medtem ko je proizvodnja električne energije iz tradicionalnih virov (premogovna, lignitna, plinska in nuklearna proizvodnja) izpostavljena predvsem temperaturnim tveganjem (visoke temperature otežujejo hlajenje agregatov), je proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov (hidro, sončna in vetrna proizvodnja) povsem odvisna od vremenskih razmer – od padavin, sončnega obsevanja in vetra. Z naraščajočimi kapacitetami proizvodnje iz obnovljivih virov sta tako struktura proizvodnje kot celota vse bolj izpostavljeni vremenskim tveganjem, kar ogroža stabilnost elektroenergetskega sistema in dobavo zadostne količine električne energije glede na odjem.

Povečana volatilitnost odjema in proizvodnje električne energije pa ni edina posledica spremenljivega vremena. V ekstremnih primerih lahko pride do katastrofalnih vremenskih pojavov, kot so močna neurja s strelami, žled, poplave, snežni meteži, suše in močni sunki vetra, ki lahko potencialno motijo ali celo prekinejo oskrbo z električno energijo s

povzročitvijo škode na infrastrukturi. Ekstremne vremenske razmere lahko povročijo prekinitev dobave električne energije s poškodbami na električnih vodih ali pa onemogočajo delovanje elektrarn (prenizek vodostaj ali visoke temperature onemogočajo hlajenje termoelektarn in nukleark, previsok vodostaj onemogoča proizvodnjo pretočnih hidroelektarn).

Vremenskim tveganjem pa so izpostavljena tudi trgovalna podjetja, ki skrbijo za cenovno optimizacijo mednarodnega trga z električno energijo. S kupovanjem električne energije v eni državi in prodajo v drugi se izpostavljajo vremenskim tveganjem na različnih geografskih območjih z različnimi podnebji in vplivom vremena na ceno električne energije.

V tem poglavju bodo podrobneje predstavljena vremenska tveganja podjetij v elektroenergetiki, in sicer: distribucijskih podjetij, proizvodnih podjetij iz obnovljivih virov ter trgovalnih podjetij.

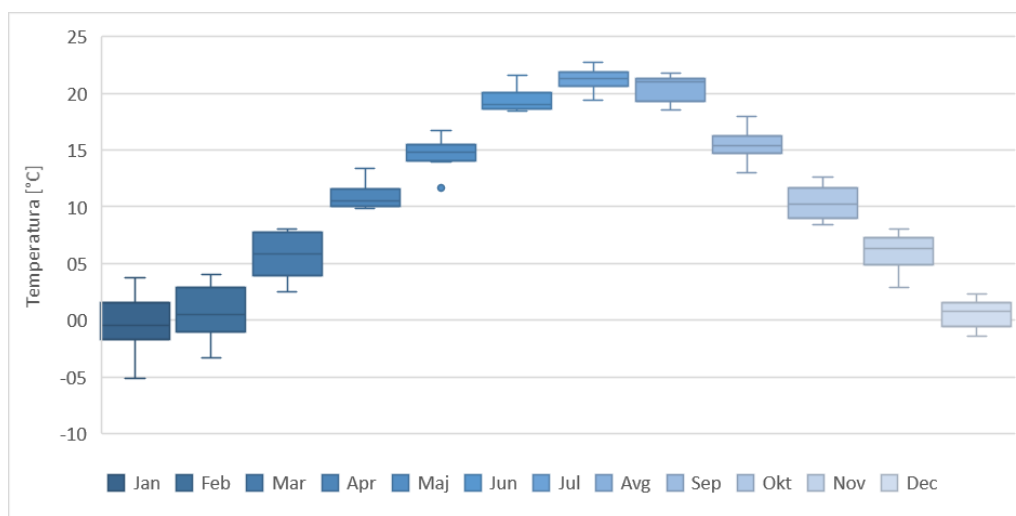
3.1 Vremenska tveganja za distribucijska podjetja

Podjetja, ki se ukvarjajo z distribucijo električne energije, so izpostavljena predvsem temperaturnim tveganjem, saj odjem električne energije niha glede na potrebe po hlajenju oz. ogrevanju (Bhattacharya, Gupta, Kar & Owusu, 2015, str. 3).

3.1.1 Temperature v Sloveniji

Temperaturne razmere so močno pogojene s tipom podnebja na določenem območju. Poleg tipa podnebja na temperaturne razmere močno vpliva relief. Najbolj očitna je odvisnost temperaturnih razmer od nadmorske višine.

Slika 4: Povprečne mesečne temperature v Sloveniji v obdobju 2010–2019



Vir: ARSO (brez datuma).

Ne le nadmorska višina, na temperaturne razmere ima velik vpliv tudi izpostavljenost (nagib in orientacija) terena. V zaprtih dolinah in kotlinah se v hladni polovici leta pogosto pojavljajo jezera hladnega zraka s temperaturnim obratom in takrat se prostorska porazdelitev temperature precej razlikuje od povprečnih temperatur (ARSO, 2006, str. 15).

V prilogi 1 so prikazane povprečne mesečne temperature v Sloveniji v obdobju od leta 2010 do leta 2019 in njihovo povprečje. Za temperaturo v Sloveniji je značilen dnevni in sezonski potek. Najvišje dnevne temperature so običajno zabeležene okoli 14. ure, najnižje tik pred sončnim vzhodom. Najtoplejši mesec je običajno julij, v gorah avgust. Najhladnejši mesec je januar, v gorah najpogosteje februar. Največje amplitude dnevnega (razlike med minimalno in maksimalno dnevno temperaturo) in sezonskega nihanja temperature so značilne za kraje s celinskim podnebjem, torej za vzhodno Slovenijo (ARSO, 2006, str. 16).

Za temperaturne razmere v referenčnem obdobju 1971–2002 je najbolj značilno, da so v povprečju skozi celotno obdobje naraščale po vsej državi. Največji porast povprečne temperature je opaziti v Ljubljani (v povprečju za 1,7 °C v 30-ih letih), kjer je segrevanje poleg globalnih podnebnih sprememb posledica širjenja in rasti mesta. Zanimivo je, da k porastu temperature najbolj prispeva dvig povprečne temperature poleti, medtem ko v nižinah pozimi ni opaziti značilnih temperaturnih sprememb (ARSO, 2006, str. 17).

Dvig temperature vpliva tudi na pogostost toplih (maksimalna temperatura nad 25 °C) in vročih (maksimalna temperatura nad 30 °C) dni. Tako je v vseh regijah, razen na Primorskem, v 90-ih letih opaziti porast tako toplih kot vročih dni. Nekoliko drugačna situacija je s pogostostjo hladnih (minimalna temperatura pod 0 °C) in ledenih (maksimalna

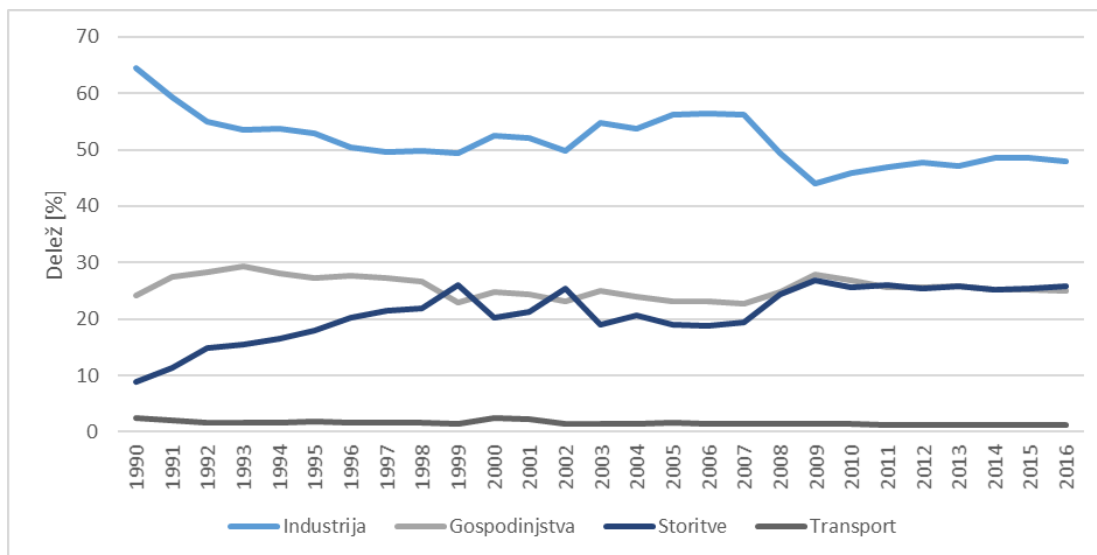
temperatura pod 0 °C) dni. Njihova pogostost se je v zadnjih 10-ih letih obravnavanega obdobja občutno zmanjšala povsod po Sloveniji, tudi na Primorskem (ARSO, 2006, str. 19).

Na sliki 4 so prikazane povprečne mesečne temperature v Sloveniji, v obdobju od leta 2010 do leta 2019. Kot je razvidno iz grafa, je porazdelitev povprečne mesečne temperature različna v različnih mesecih. V obravnavanem obdobju tako opazimo največji razpon med minimalno in maksimalno povprečno mesečno temperaturo v zimskih mesecih, in sicer januarja (8,9 °C) in februarja (7,2 °C), medtem ko je najnižji razpon v poletnih mesecih, in sicer junija (3,1 °C), julija (3,4 °C) in avgusta (3,2 °C).

3.1.2 Odjem električne energije v Sloveniji

Odjem električne energije v Sloveniji se mesečno spreminja skladno s spreminjanjem temperatur. Za odjem električne energije je značilen velik sezonski vpliv, in sicer odjem narašča pozimi, ko so temperature nizke in se prostori običajno ogrevajo, ter poleti ko so temperature visoke in se prostori običajno hladijo s klimatskimi napravami. Najnižji točki odjem doseže v pomladnem času in jeseni, ko je dnevna povprečna temperatura okrog 18 °C. Takrat je občutljivost odjema na spremembe v temperaturi najnižja. Med državami se občutljivost odjema na temperaturo razlikuje glede na strukturo odjema.

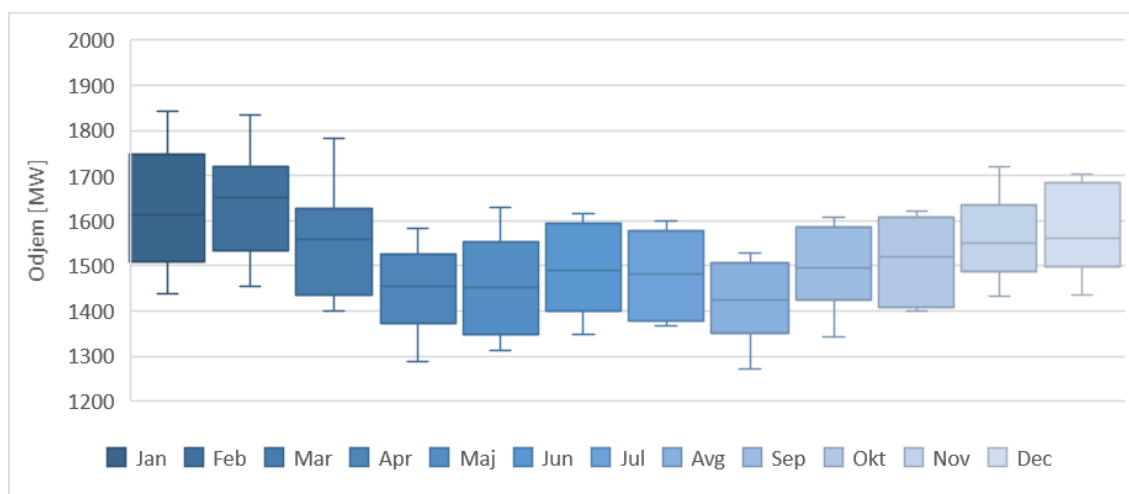
Slika 5: Delež odjema v Sloveniji po sektorjih v obdobju 1990–2016



Vir: European Environment Agency (brez datuma).

Iz slike 5 je razvidno spreminjanje deležev odjema električne energije po posameznih sektorjih. Leta 2016 je bil delež odjema gospodinjstev in storitev okoli 25 %, delež odjema industrije se v tem obdobju zmanjšal na slabih 50 %, okoli 1 % pa je delež transporta v odjemu električne energije v Sloveniji. Struktura odjema električne energije je pomembna z vidika vpliva temperatur in s tem temperaturnega tveganja, saj ima vsak sektor drugačno temperaturno občutljivost odjema električne energije.

Slika 6: Povprečen mesečni odjem v Sloveniji v obdobju 2010–2019



Vir: Entsoe (brez datuma).

Na sliki 6 je prikazan povprečni mesečni odjem v Sloveniji v obdobju od leta 2010 do leta 2019. Iz porazdelitve povprečnega odjema v posameznih mesecih je razvidno, da je največji razpon med minimalnim in maksimalnim povprečnim mesečnim odjemom v zimskih mesecih, in sicer januarja (404 MW oz. 24,7 % povprečnega odjema v tem mesecu) in februarja (382 MW oz. 23,3 %) – podobno kot pri temperaturah – ter v marcu (384 MW oz. 24,7 %). Najnižji razpon odjema je opazen v jesenskih mesecih, in sicer septembra (266 MW oz. 17,8 %) in oktobra (219 MW oz. 14,5 %).

Iz predstavljenih podatkov o temperaturah in odjemu je razvidno, da je negotovost višine odjema precejšnja in variira glede na mesece v letu (od 12,7 % do 24,3 % povprečnega mesečnega odjema). Glavni vir te negotovosti so temperaturna nihanja, ki lahko na mesečni ravni odstopajo od povprečja v razponu od 1,8 °C do 4,8 °C. Podjetja, ki dobavljajo električno energijo odjemalcem, so tako izpostavljena visokim tveganjem temperature in posledično količini odjema. Ker distribucijska podjetja običajno električno energijo kupujejo z dolgoročnimi pogodbami na terminskem trgu, saj se s tem zaščitijo pred cenovnim tveganjem, so v primeru večjega povpraševanja po električni energiji (zaradi nižjih temperatur) primorana kupovati dražje kratkoročne termenske pogodbe ali pa kupovati na promptnem trgu, kjer lahko cene drastično narastejo. V tem primeru lahko podjetje zaradi temperaturnih tveganj utrpi znatno premoženjsko škodo.

V prilogi 2 so prikazani podatki povprečnega mesečnega odjema v Sloveniji za obdobje od leta 2010 do leta 2019 in njegovega povprečja.

3.2 Vremenska tveganja za proizvodna podjetja

Med proizvajalci električne energije so vremenskim tveganjem najbolj izpostavljene hidroelektrarne, sončne in vetrne elektrarne, saj je njihova proizvodnja neposredno odvisna od naravnih razmer.

3.2.1 Tveganje količine padavin za hidroelektrarne

Podjetja, ki imajo v lasti pretočne hidroelektrarne, so izpostavljena predvsem tveganjem, povezanim s količino padavin. Padavine namreč neposredno vplivajo na pretoke rek in s tem na količino proizvedene električne energije v pretočnih hidroelektrarnah.

3.2.1.1 Padavine v Sloveniji

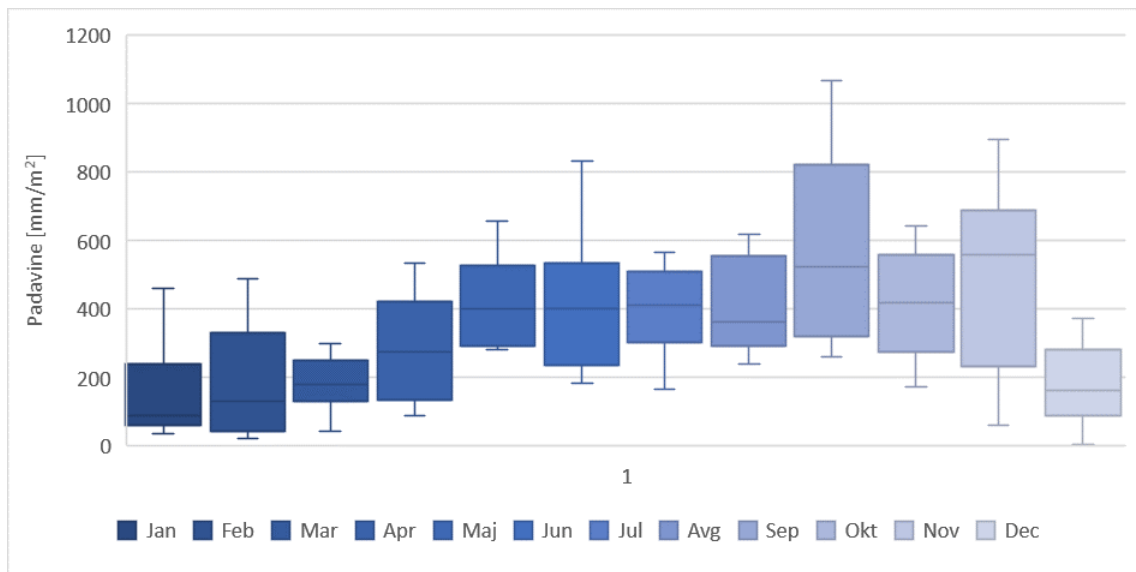
Padavinski režim določa porazdelitev padavin preko leta. V Sloveniji nimamo izrazito suhega ali mokrega dela leta, kljub temu pa med meseci oz. letnimi časi opazimo večje razlike. Letni padavinski cikel je pogojen s podnebnim tipom, ki ima v obravnavani regiji največji vpliv. Za vse klimatske regije v Sloveniji velja, da se količina padavin iz leta v leto lahko močno spreminja in tako tudi za obdobje od leta 2010 do leta 2019 velja, da zajema tako sušna kot tudi izjemno mokra leta (ARSO, 2006, str. 2).

Čeprav se ob globalnih podnebnih spremembah predvidevajo tudi spremembe v količini padavin, te na letnem nivoju niso tako očitne. Precej bolj enotna slika se pokaže, če pogledamo, kako se jeseni količina padavin veča skoraj po vsej državi. Očitno je torej, da se spreminja padavinski režim: jesenski maksimum postaja bolj izrazit, medtem ko se v ostalih mesecih količina padavin zmanjšuje (ARSO, 2006, str. 3).

K padavinskim dnevom z vsaj 0,1 mm padavin se uvrščajo tudi dnevi z zelo močno roso in dnevi, ko pade le nekaj kapelj dežja. Z vidika vpliva na vodotoke so bolj pomembni dnevi, ko pade vsaj 1 mm padavin. Takih dni je po večjem delu Slovenije nekaj čez sto. Povsod po državi je največ padavinskih dni v maju, juniju in juliju, ko je ozračje najbolj nestabilno in so pogoste tudi manjše plohe in nevihte. Nekoliko drugače je s pogostostjo zelo močnih padavin, ko dnevna vsota preseže 50 mm. Tako močne padavine so najbolj pogoste v oktobru in novembru (ARSO, 2006, str. 6).

Slovenija ima v povprečju dovolj padavin, vendar pa te niso porazdeljene enakomerno; tako nas lahko prizadenejo tako suše kot poplave. Vseh ekstremnih padavinskih dogodkov z gostoto padavinske mreže ne moremo zaznati. Zaznati je težko predvsem kratkotrajne intenzivne padavine (plohe in nevihte) lokalnega značaja. Močni kratkotrajni nalivi povzročajo hudourniške poplave in prožijo zemeljske plazove. Drugače je z dolgotrajnimi močnimi padavinami, kjer je količina škode odvisna od prilagojenosti območja in predhodne namočenosti tal (ARSO, 2006, str. 8).

Slika 7: Mesečne kumulativne padavine v Sloveniji v obdobju 2010–2019



Vir: ARSO (brez datuma).

Drugo skrajnost predstavljajo suše. Daljša sušna obdobja se v Sloveniji običajno pojavljajo ob koncu zime in spomladi. Običajno so ta daljša od poletnih suš, ki pa so bistveno bolj odmevna, saj v ravnem obdobju povzročijo več škode (ARSO, 2006, str. 8).

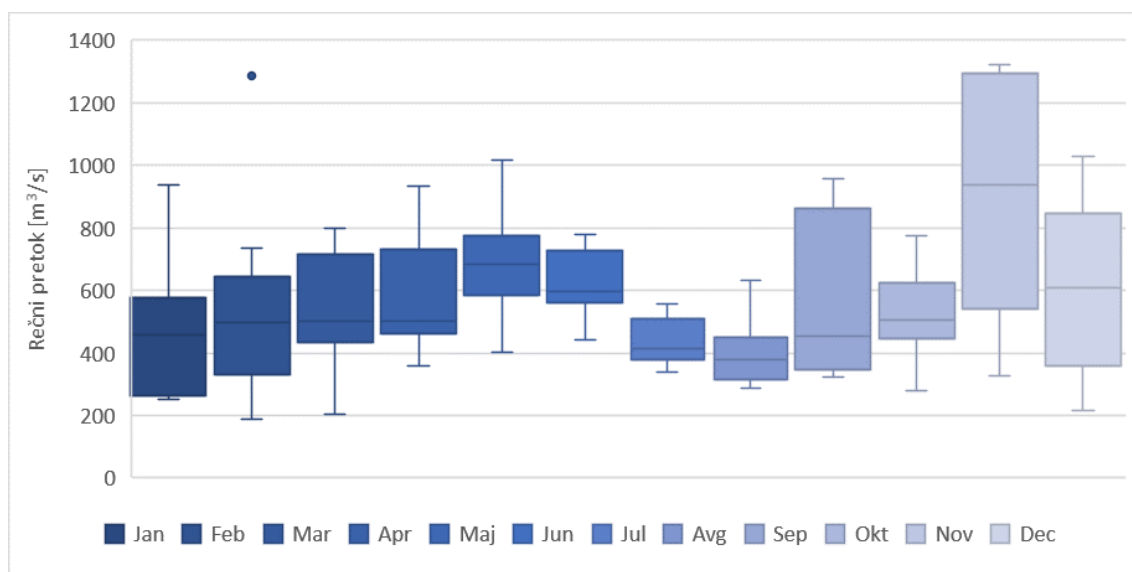
Na sliki 7 so prikazane mesečne kumulativne padavine v Sloveniji (vsota padavin za merilne postaje: Soča - Solkan, Sava - Hrastnik in Drava - Črneče) v obdobju od leta 2010 do leta 2019.

Priloga 3 vsebuje podatke o mesečnih kumulativnih padavinah v Sloveniji (vsota padavin za merilne postaje: Soča - Solkan, Sava - Hrastnik in Drava - Črneče) v obdobju od leta 2010 do leta 2019.

3.2.1.2 Pretoki rek v Sloveniji

Pretoki rek so odvisni predvsem od dežnih padavin ter vodnih zalog v obliki snega, ki se tekom zime nabere v visokogorju. Dodatno na pretoke rek vpliva temperatura, saj ob visokih temperaturah del dežnih padavin in snega izhlapeva ter posledično ne priteče do rečnih strug.

Slika 8: Povprečni mesečni pretok rek v Sloveniji v obdobju 2010–2019



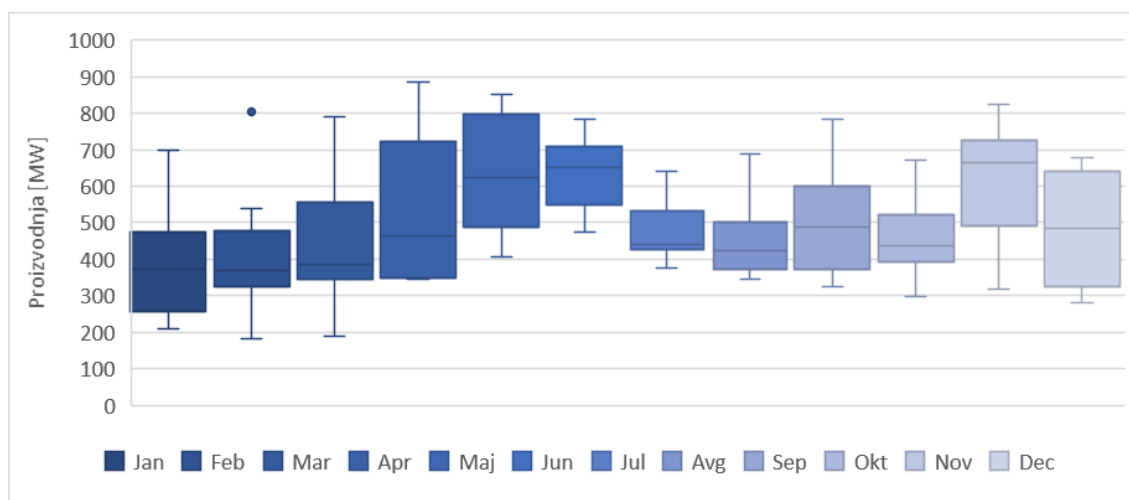
Vir: ARSO (brez datuma).

Slika 8 prikazuje povprečni mesečni pretok rek v Sloveniji (vsota rečnih pretokov za merilne postaje: Drava - Črneče, Sava - Hrastnik in Soča - Solkan) v obdobju od leta 2010 do leta 2019.

3.2.1.3 Proizvodnja hidroelektrarn v Sloveniji

Na sliki 9 je prikazana povprečna mesečna proizvodnja hidroelektrarn v Sloveniji v obdobju od leta 2010 do leta 2019. Mesec z najvišjo povprečno mesečno proizvodnjo je bil maj (634 MW), sledil pa mu je junij (631 MW). Mesec s povprečno najnižjo mesečno proizvodnjo je bil januar (395 MW). Najvišja povprečna mesečna proizvodnja je bila zabeležena v aprilu (886 MW), najnižja pa v februarju (182 MW). Najvišja razlika med minimalno in maksimalno povprečno mesečno proizvodnjo je bila v februarju (394 MW oz. 96 % mesečnega povprečja), najnižja razlika pa v juniju (158 MW oz. 25 %).

Slika 9: Povprečna mesečna proizvodnja hidroelektrarn v Sloveniji v obdobju 2010–2019



Vir: Entsoe (brez datuma).

Iz podatkov o proizvodnji hidroelektrarn je razvidno, da je negotovost glede količine proizvodnje velika in iz leta v leto variira od 25 % do 96 % povprečja v posameznem mesecu. Tveganje količine proizvodnje izhaja iz pretoka rek, ki je odvisen predvsem od padavin. Podjetje, ki ima v lasti hidroelektrarno je tako izpostavljeno velikemu tveganju zaradi padavin. Če se podjetje želi zavarovati pred cenovnim tveganjem, proda električno energijo z mesečnimi terminskimi pogodbami. Ob tem pa ostane izpostavljeno padavinskim tveganjem, saj mora podjetje v primeru majhne količine padavin in posledično nizke proizvodnje neproizvedeno količino kupovati s kratkoročnimi (tedenskimi, dnevnimi) terminskimi pogodbami ali na promptnem trgu, kjer lahko cene ob neugodnih razmerah (suša) precej narastejo.

V prilogi 5 so prikazani podatki o povprečni mesečni proizvodnji hidroelektrarn v Sloveniji.

3.2.2 Tveganje količine vetra za vetrne elektrarne

Obratno kot pri sončnem obsevanju, ki ga imamo v izobilju, Slovenija z izjemo Primorske ne spada med dobro prevetrene države. Za Primorsko je značilen močan in sunkovit veter (burja), ki običajno zapiha po prehodu vetrne fronte in lahko v sunkih doseže hitrost nad 100 km/h. Običajno je močnejši v hladni polovici leta. Močnejši vetrovi so pogosti tudi v visokogorju, predvsem ob spremembah vremena. Najpogosteje pihajo iz jugozahodnih ali severozahodnih smeri, vendar pa se zaradi orografije in drugih ovir (rastje, naselja ...) lahko te smeri lokalno precej spreminjajo. Drugod po državi močnejši vetrovi spremljajo nevihte, sicer pa prevladujejo lokalni vetrovi, ki se razvijejo zaradi razgibane orografije in temperaturnih razlik (ARSO, 2006, str. 26).

Zaradi majhne količine vetrne proizvodnje v Sloveniji tveganje količine vetra za vetrne elektrarne ne bo obravnavano podrobneje.

3.2.3 Tveganje količine sončnega obsevanja za sončne elektrarne

Sončne elektrarne so izpostavljene tveganju količine sončnega obsevanja, saj v primeru nizkega sončnega obsevanja zaradi velike količine oblačnosti ne proizvajajo električne energije.

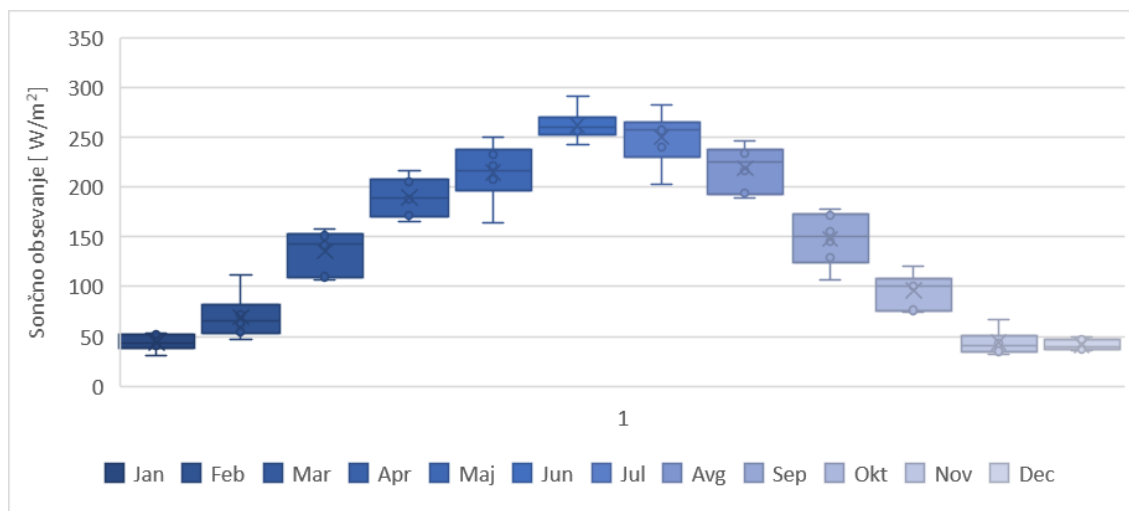
3.2.3.1 Sončno obsevanje v Sloveniji

V Sloveniji na letni bazi dobimo dovolj sončne energije. V poletnih mesecih je sonca več na Primorskem in v nižinah ter kotlinah, ker se na razgibanem hribovitem terenu proži konvekcija in je posledično tam več oblačnosti. Ravno obratno je v hladni polovici leta. Z izjemo Primorske je v dolinah in kotlinah manj sonca kot v hribovitih predelih, ker se zaradi formacije hladnega zraka tam pogosto zadržuje megla ali nizka oblačnost (ARSO, 2006, str. 23).

V prilogi 6 so prikazani podatki o povprečnem mesečnem sončnem obsevanju v Sloveniji za obdobje od leta 2014 do leta 2019.

Za vse slovenske regije je značilen letni hod v trajanju sončnega obsevanja z vrhom v poletnih mesecih (junij, julij) zaradi astronomskih vzrokov, saj je takrat dan najdaljši. Pomembne pa so relativne razlike med regijami in kraji, na katere pomembno vpliva vreme oz. značilnosti podnebja (ARSO, 2006, str. 23).

Slika 10: Povprečno mesečno sončno obsevanje v Sloveniji v obdobju 2014–2019



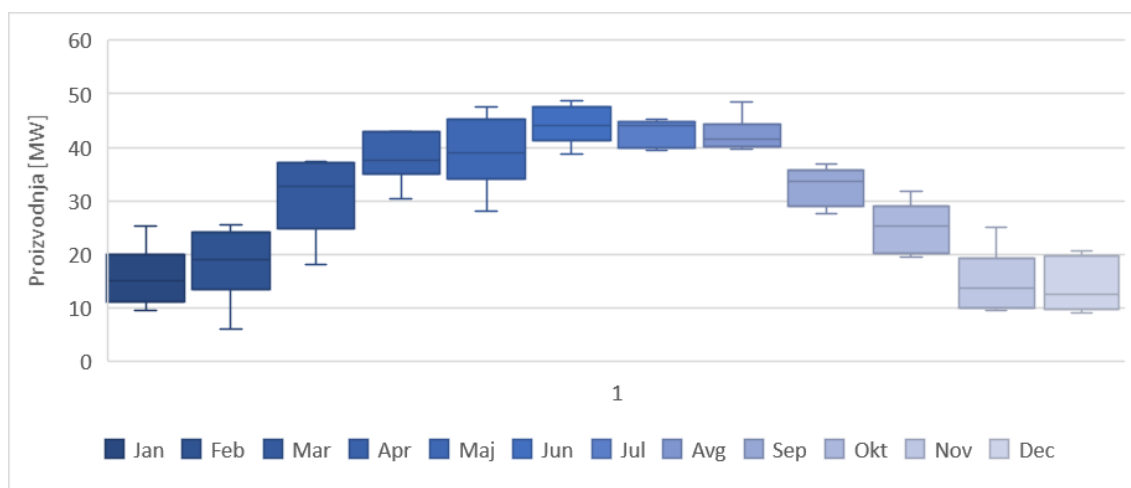
Vir: ARSO (brez datuma).

Na sliki 10 je prikazano povprečno mesečno sončno obsevanje v Sloveniji za obdobje od leta 2014 do leta 2019.

Energija sončnega obsevanja je močno povezana s trajanjem sončnega obsevanja in je praktično linearno odvisna od trajanja le-tega. V zadnjih 30-ih letih je v Sloveniji poleg naravne spremenljivosti mogoče opaziti trend naraščanja trajanja sončnega obsevanja. V povprečju se število ur sončnega obsevanja povečuje v vseh letnih časih, z izjemo jeseni (ARSO, 2006, str. 24).

3.2.3.2 Proizvodnja sončnih elektrarn v Sloveniji

Slika 11: Proizvodnja sončnih elektrarn v Sloveniji v obdobju 2014–2019



Vir: Entsoe (brez datuma).

Na sliki 11 je prikazana povprečna mesečna proizvodnja sončnih elektrarn v Sloveniji v obdobju od leta 2014 do leta 2019. Najvišjo količino proizvedene električne energije iz sončnih elektrarn opazimo v poletnih mesecih, medtem ko je najmanj proizvedene električne energije v zimskih mesecih, skladno s količino sončnega obsevanja.

V prilogi 7 so predstavljeni podatki o povprečni mesečni proizvodnji sončnih elektrarn v Sloveniji za obdobje od leta 2014 do leta 2016.

3.3 Vremenska tveganja za trgovalna podjetja

Podjetja, ki trgujejo z električno energijo, se soočajo z vsemi predhodno opisanimi vremenskimi tveganji. Vreme ima večji vpliv na kratkoročne (dnevne, tedenske, mesečne), kot pa na dolgoročne (kvartalne, letne) terminske pogodbe. Dolgoročne terminske pogodbe so z vidika vremena vrednotene glede na vremenske normale, medtem ko so kratkoročne vrednotene glede na vremenske napovedi.

Cena kratkoročnih terminskih pogodb na električno energijo se oblikuje glede na strukturo povpraševanja oz. odjema in strukturo ponudbe oz. proizvodnje. Trgovalna podjetja pa v tem procesu sodelujejo na obeh straneh z namenom optimizacije cene med različnimi trgi in

akterji. Kupovanje električne energije torej poteka na trgih z nižjo, prodaja pa na tistih z višjo ceno električne energije. Pri prenosu električne energije iz enega na drug trg morajo plačati ceno za čezmejni prenos, ki je nato razlika cen električne energije med trgoma (v situaciji brez arbitraže). Čezmejne prenosne zmogljivosti med državami so fizično omejene, njihova uporaba pa se prodaja kot opcijska pogodba na letnih, mesečnih in dnevni avkcijah. Trgovalnim podjetjem zakup čezmejnih prenosnih zmogljivosti tako omogoča opcijo, da kupljeno električno energijo na enem trgu prenesejo na drugega v kolikor je cenovna razlika večja od cene opcije, v nasprotnem primeru pa je ne izkoristijo. Običajno je cena električne energije najnižja v Nemčiji in narašča z vsakim čezmejnimi prenosom proti jugu, kjer je običajno najvišja (Grčija).

Cenovne razlike med trgi odraža predvsem količina proizvodnje – v kolikor je količina proizvedene električne energije večja od količine odjema, se presežna količina izvozi v drugo državo, kjer je potem cena, zaradi stroška prenosa, dražja. Na razlike v ceni dodatno vpliva struktura proizvodnje glede na uporabljene energente, učinkovitost elektrarn in količino proizvedenih izpustnih plinov elektrarn, med katerimi je najcenejša proizvodnja iz obnovljivih virov; sledi nuklearna, nato plinska, in na koncu lignitna oz. premogovna proizvodnja.

Cenovna občutljivost posameznega trga je različna glede na spremembe v vremenskih napovedih. Pri trgovanju med različnimi trgi je potrebno upoštevati tako lokalno strukturo odjema in s tem občutljivost na spremembe v temperaturi, kot tudi lokalno strukturo proizvodnje in njeno občutljivost na spremembe v napovedanih padavinah, sončnem obsevanju ali vetru. Trgovalna podjetja se izpostavljajo vremenskim tveganjem na več trgih, pri čemer se ti razlikujejo glede na vir vremenskega tveganja (vpliv spremembe napovedanih padavin, temperatur, ipd. na izvoz oz. uvoz električne energije) in glede na velikost tveganja (cenovna občutljivost na spremembe).

4 PRIMER STRATEGIJE ZAVAROVANJA SLOVENSkih HIDROELEKTRARN

V tem poglavju je predstavljena uporaba opisane teorije iz predhodnih poglavij na praktičnem primeru, in sicer zavarovanje proizvodnje slovenskih hidroelektrarn z vremenskimi IFI. Cilj je prikazati učinkovitost takšnega zavarovanja z uporabo mesečnih terminskih pogodb na kumulativne padavine in opcijskih pogodb na kumulativne padavine.

Ker količina proizvodnje narašča s povečevanjem padavin, mora podjetje za zavarovanje količine proizvodnje prodajati terminske pogodbe oz. kupovati prodajne opcijske pogodbe na kumulativne padavine.

Uporabljen postopek vsebuje naslednje korake:

- izračun indeksa kumulativnih padavin v Sloveniji,

- izračun optimalnega razmerja za zavarovanje količine proizvodnje,
- določitev parametrov posamezne pogodbe (stopnja izplačila, izvršilna vrednost),
- izračun premije za opcijske pogodbe,
- izračun števila pogodb za zavarovanje,
- izračun učinkovitosti zavarovanja in
- izračun vpliva na prodajo.

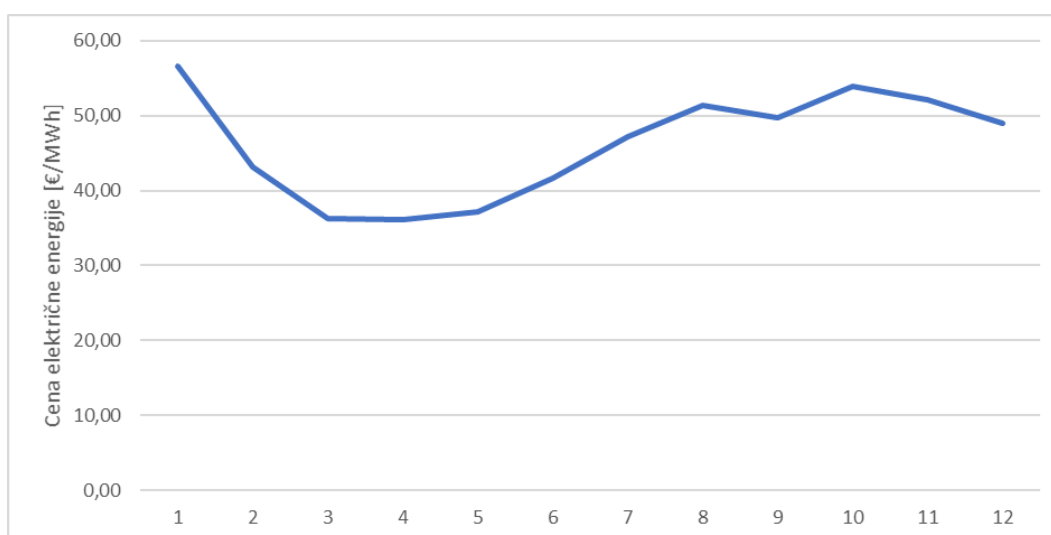
Ker so podatki o proizvodnji hidroelektrarn objavljeni sumarno za celotno državo in ne za posamezno hidroelektrarno, je v izračunih uporabljena predpostavka, da z vsemi hidroelektrarnami upravlja eno podjetje, ki želi zavarovati skupno proizvodnjo vseh slovenskih hidroelektrarn z vremenskimi IFI, vezanimi na kumulativne padavine v Sloveniji.

Uporabljeni podatki o proizvodnji slovenskih hidroelektrarn na mesečni ravni od januarja 2010 do decembra 2019 so pridobljeni s strani Entsoe za namen izračuna učinkovitosti zavarovanja proizvodnje z mesečnimi vremenskimi IFI na padavine.

4.1 Cena električne energije v Sloveniji

Pri strategiji zavarovanja količine proizvodnje bomo predpostavili, da podjetje zavaruje cenovno tveganje s prodajo električne energije z mesečnimi terminskimi pogodbami z namenom izločitve cenovnega tveganja iz predstavljenih rezultatov. Na ta način bo primerjava zavarovane količine proizvodnje z vremenskimi IFI in nezavarovane proizvodnje vsebovala izključno vpliv spremembe v tveganju zaradi padavin.

Slika 12: Povprečna mesečna cena električne energije v Sloveniji



Vir: BSP energetska borza (brez datuma).

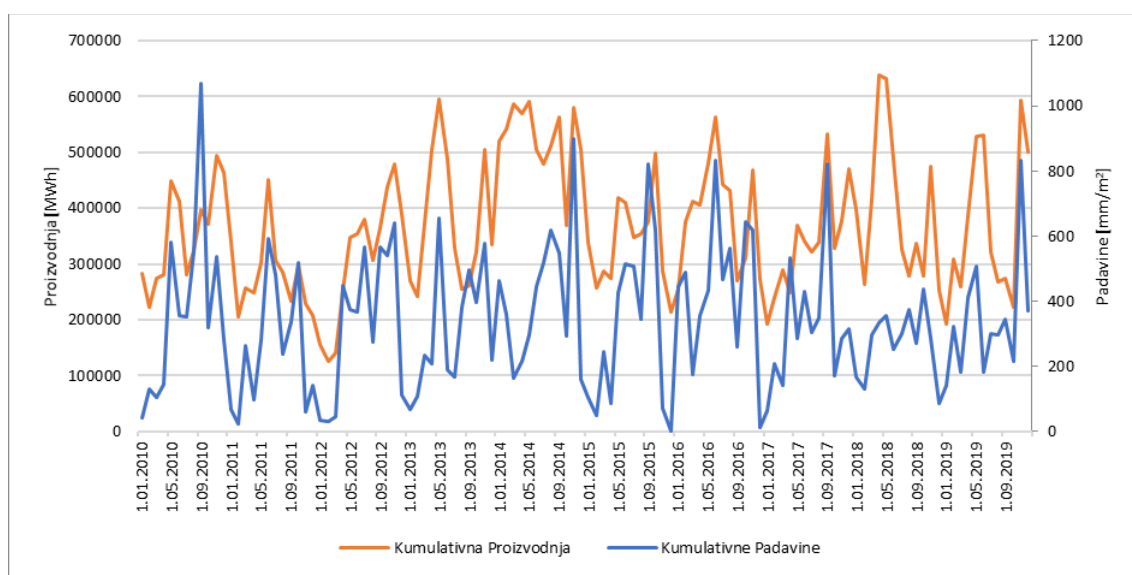
Ceno mesečnih terminskih pogodb določimo kot povprečje promptnih cen v posameznem mesecu. Podatki o promptnih cenah od 1. 1. 2016 do 31. 12. 2019 so pridobljeni s strani slovenske energetske borze BSP.

Cena električne energije je med vsemi trgovanimi dobrinami ena izmed najbolj volatilnih (Oum & Oren, 2010, str. 107), saj se spreminja iz meseca v mesec in v povprečju odraža sezonske vplive vremena na odjem ter proizvodnjo električne energije (poleg ostalih dejavnikov kot so cene energentov, razpoložljivost elektrarn in čezmejnih prenosnih kapacitet, ipd.). Na sliki 12 je prikazana povprečna promptna cena električne energije v Sloveniji v posameznem mesecu za obdobje od 1. 1. 2016 do 31. 12. 2019.

4.2 Indeks kumulativnih padavin v Sloveniji

Ker želi podjetje zavarovati hidro proizvodnjo celotne države, ki se deli na tri porečja: Dravo, Savo in Sočo, je potrebno indeks kumulativnih padavin izračunati kot vsoto za tri različna merilna mesta, in sicer Drava - Črneče, Soča - Solkan in Sava - Hrastnik. Podatki o padavinah na dnevni ravni od 1. 1. 2010 do 31. 12. 2019 so pridobljeni s strani ARSO.

Slika 13: Mesečne kumulativne padavine in proizvodnja hidroelektrarn v Sloveniji v obdobju 2010–2019



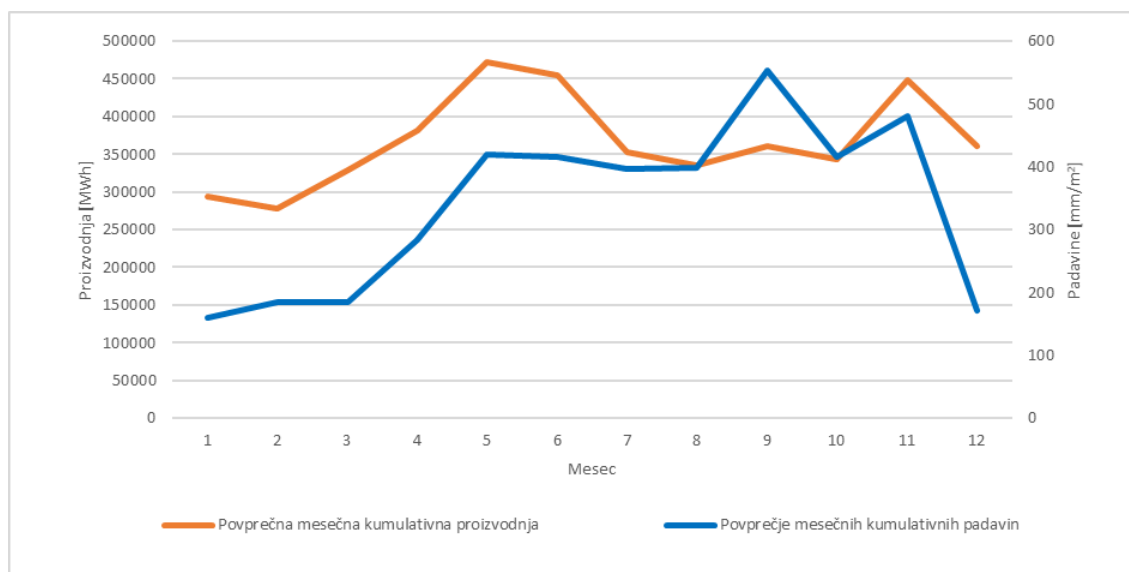
Vir: ARSO (brez datuma), Entsoe (brez datuma).

Na sliki 13 je prikazana primerjava mesečnih kumulativnih padavin in mesečne kumulativne proizvodnje pretočnih hidroelektrarn v Sloveniji za obdobje od 1. 1. 2010 do 31. 12. 2019. Pri izračunu indeksa kumulativnih padavin je uporabljen seštevek podatkov o prilagojenih padavinah (padavine brez snega) in padavinah, nastalih zaradi taljenja, za zgoraj omenjena tri merilna mesta. Podatki o padavinah, ki vključujejo snežne padavine, so pri tem lahko

zavajajoči, saj se del padavin obdrži na površini kot sneg in se ne pretvori v rečni pretok, zato je ta del padavin izločen.

Na sliki 14 je prikazano povprečje mesečnih kumulativnih padavin v primerjavi z mesečno kumulativno proizvodnjo. Indeks povprečnih mesečnih kumulativnih padavin je uporabljen pri izračunu učinkovitosti zavarovanja proizvodnje hidroelektrarn tako s terminskimi kot tudi opcijskimi pogodbami.

Slika 14: Povprečna mesečna kumulativna proizvodnja in padavine



Vir: ARSO (brez datuma), Entsoe (brez datuma).

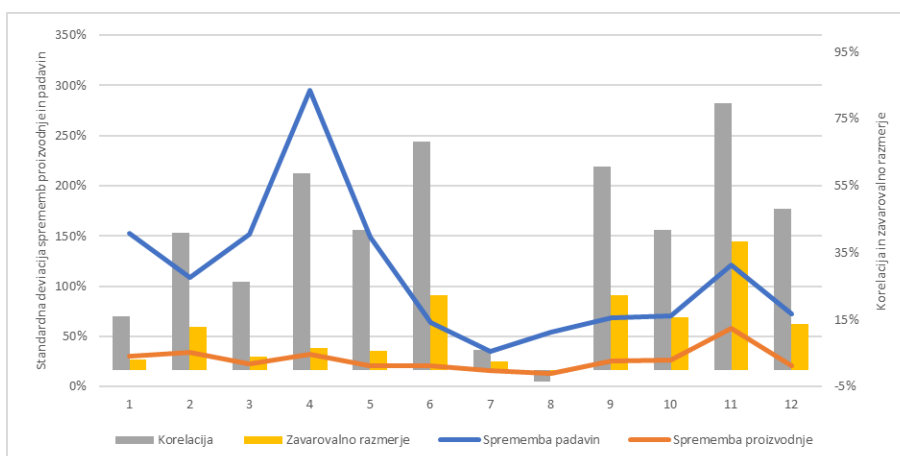
4.3 Optimalno razmerje za zavarovanje količine proizvodnje

Optimalno razmerje za zavarovanje količine proizvodnje je izračunano na podlagi enačbe 13, z namenom minimizacije tveganja osnove.

Prvi korak je izračun mesečne spremembe proizvodnje hidroelektrarn in kumulativnih padavin. Ker se vpliv padavin na delovanje hidroelektrarn razlikuje glede na mesec, izračunamo zavarovalna razmerja za vsak posamezen mesec ločeno.

Kot je iz prvega poglavja razvidno, so spremembe v padavinah in proizvodnji hidroelektrarn precejšnje. Iz rezultatov opazimo, da prihaja do večjih sprememb v njihovi korelaciji v posameznih mesecih. Najvišjo korelacijo mesečnih sprememb smo zabeležili v novembru, medtem ko je najnižja korelacija v poletnih mesecih, in sicer v juliju, avgustu in zimskem januarju. Rezultati so prikazani na sliki 15, kjer sta na primarni navpični osi prikazana standardni odklon mesečnih sprememb proizvodnje in padavin ter na sekundarni navpični osi njuna korelacija ter izračun zavarovalnega razmerja najnižje variance.

Slika 15: Zavarovalno razmerje najnižje variance po mesecih



Vir: Lastni vir.

Tabela 1: Zavarovalno razmerje najnižje variance po mesecih

Mesec	Sprememba padavin	Sprememba proizvodnje	Korelacija	Zavarovalno razmerje
1	153 %	30 %	16 %	0,03
2	108 %	34 %	41 %	0,13
3	152 %	22 %	26%	0,04
4	295 %	33 %	59 %	0,06
5	149 %	21 %	42 %	0,06
6	64 %	21 %	68 %	0,22
7	35 %	16 %	6 %	0,03
8	54 %	13 %	-3 %	-0,01
9	69 %	25 %	61 %	0,22
10	70 %	27 %	42 %	0,16
11	121 %	58 %	80 %	0,38
12	73 %	21 %	48 %	0,14

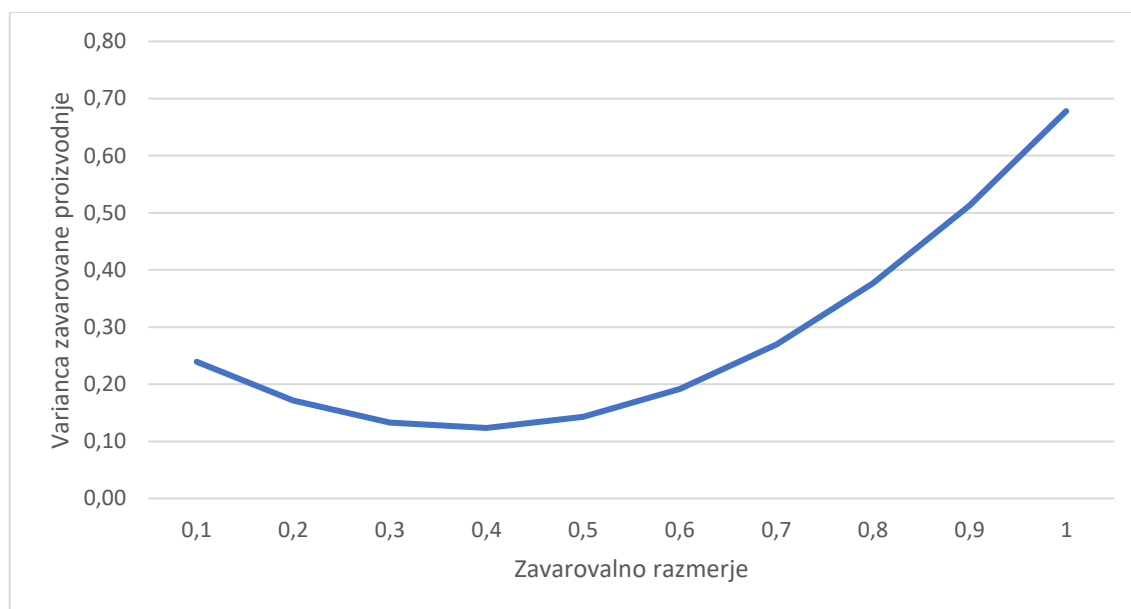
Vir: Lastni vir.

Tabela 1 vključuje podatke o standardnem odklonu padavin in spremembe proizvodnje za posamezen mesec, korelacijo teh sprememb in zavarovalno razmerje najnižje variance,

izračunano kot razmerje med spremembo proizvodnje in spremembo padavin pomnoženo z njuno korelacijo.

Optimalno zavarovalno razmerje, ki minimizira varianco zavarovane proizvodnje (podrobneje opisano v poglavju 1.3.1.3), se spreminja glede na posamezen mesec zaradi spremenljivosti standardnega odklona tako proizvodnje, kot tudi padavin ter njune korelacije. Najvišje zavarovalno razmerje je izračunano za mesece od septembra do decembra ter junij. Zavarovalno razmerje je za mesec oktober podrobneje prikazano na sliki 16. Slika prikazuje razmerje med zavarovalnim razmerjem in varianco zavarovane proizvodnje v mesecu novembru. Iz slike je razvidno, da je izračunano razmerje 0,38 dejansko tisto, ki minimizira varianco zavarovane proizvodnje.

Slika 16: Zavarovalno razmerje in varianca zavarovane proizvodnje za november



Vir: Lastni vir.

Proizvodnja, ki jo zavarujemo s prodajo terminskih pogodb na padavine v optimalnem zavarovalnem razmerju (zavarovalno razmerje najnižje variance), ima torej najnižjo varianco. Z uporabo optimalnega zavarovalnega razmerja znižamo tveganje osnove, ki izhaja iz nepopolnega razmerja med spremembami proizvodnje električne energije in indeksom kumulativnih padavin.

4.4 Zavarovanje s terminskimi pogodbami vezanimi na indeks kumulativnih padavin

V prvem primeru bo prikazano zavarovanje proizvodnje hidroelektrarn v Sloveniji s terminskimi pogodbami na kumulativne padavine. Podjetje je na trgu električne energije v vlogi prodajalca in ima naravno dolgo pozicijo (s povečevanjem količine proizvodnje se

povečuje skupna vrednost prodane električne energije). Ob nizki količini padavin se količina proizvodnje zmanjšuje, prav tako pa tudi skupna vrednost prodane električne energije. Z namenom zavarovanja količine proizvodnje, mora podjetje torej prodati termnsko pogodbo, vezano na padavine (kratka pozicija). Na ta način lahko podjetje zavaruje količino proizvodnje, saj ob nizkih padavinah dobi izplačilo iz naslova termnske pogodbe na padavine in s tem nadomesti izgubo zaradi zmanjšane količine prodane električne energije.

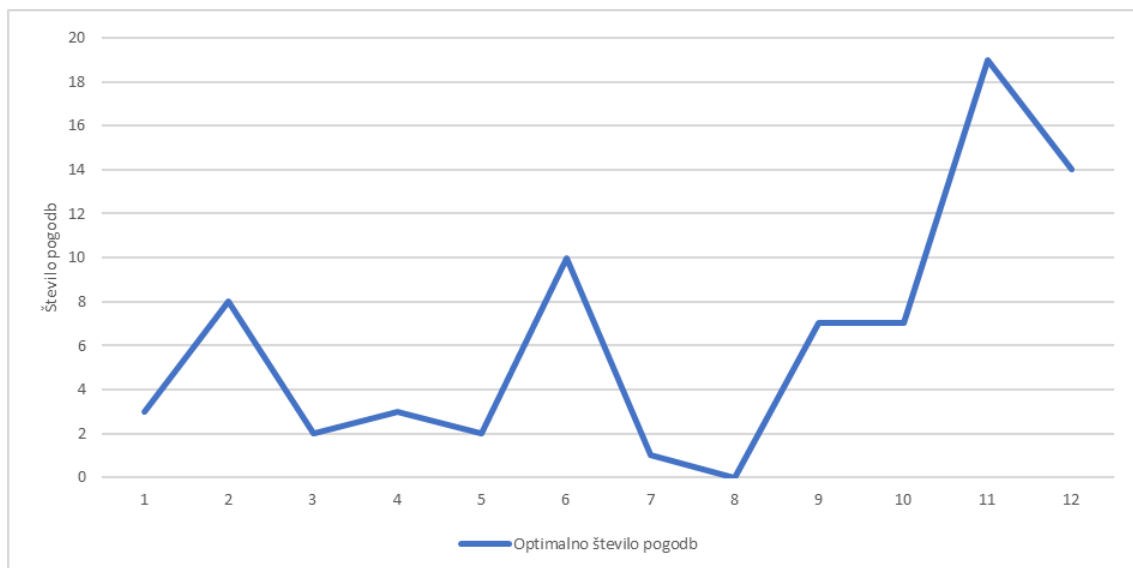
4.4.1 Optimalno število termnskih pogodb za zavarovanje

Najprej izračunamo optimalno količino termnskih pogodb za zavarovanje pričakovane količine proizvodnje. Za izračun uporabimo enačbo 14, kjer je optimalno število pogodb določeno kot zmnožek zavarovalnega razmerja, začetne vrednosti in vrednosti ene pogodbe. Uporabljena zavarovalna razmerja za posamezen mesec so izračunana v točki 4.3.

Začetna vrednost je določena kot pričakovana prodaja, ki jo izračunamo kot pričakovano proizvodnjo (povprečna mesečna kumulativna proizvodnja), pomnoženo s pričakovano ceno, ki je določena kot povprečje promptnih cen v posameznem mesecu.

Vrednost ene pogodbe je določena kot stopnja izplačila (1.000 EUR), pomnožena s pričakovano vrednostjo indeksa povprečnih kumulativnih padavin v posameznem mesecu. Optimalno število termnskih pogodb v posameznem mesecu je prikazano na sliki 17.

Slika 17: Optimalno število termnskih pogodb v posameznem mesecu



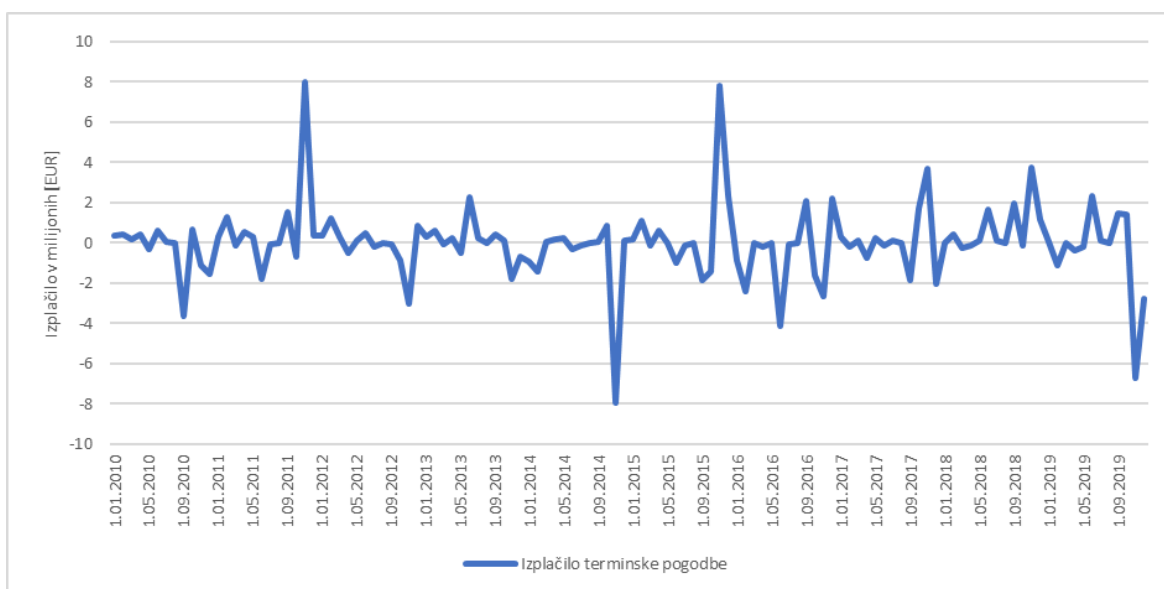
Vir: Lastni vir.

Iz slike je razvidno, da je optimalno število pogodb najvišje v jesenskih mesecih, predvsem novembru (19), kjer je število pogodb najvišje, ter februarja (8), junija (10) in decembra (14). Najnižje izračunano optimalno število pogodb smo izračunali za avgust (0) in julij (1) ter pomladne mesece (2–3).

4.4.2 Izplačilo terminskih pogodb in primerjava zavarovane in nezavarovane proizvodnje

Izplačilo terminskih pogodb je izračunano kot razlika med začetno (terminsko) vrednostjo pogodbe in vrednostjo pogodbe ob dospelju. Terminsko vrednost pogodbe določimo kot pričakovano (povprečno) vrednost indeksa kumulativnih padavin v Sloveniji pomnoženo s stopnjo izplačila (1.000 EUR), ki določa vrednost ene točke indeksa. Vrednost pogodbe ob dospelju izračunamo kot realizirano vrednost indeksa kumulativnih padavin, pomnoženo s stopnjo izplačila. Izplačilo je pozitivno v primeru, da je realizirana vrednost padavinskega indeksa nižja od njegove začetne vrednosti in negativno v primeru, da je realizirana vrednost indeksa višja od začetne vrednosti. Na sliki 18 so prikazana izplačila terminske pogodbe na kumulativne padavine v Sloveniji.

Slika 18: Izplačila terminske pogodbe na mesečne kumulativne padavine v Sloveniji



Vir: Lastni vir.

Povprečje izplačil v opazovanem obdobju je enako 0, prav tako njihova vsota, skladno z zasnovo izračuna (Kapphan, Calanca & Holzkaemper, 2012, str. 7). Največja negativna vrednost izplačila je –8 mio EUR, največja pozitivna vrednost izplačila je 8 mio EUR. Standardni odklon izplačil je 1,8 mio EUR.

V naslednjem koraku izračunana izplačila pretvorimo v ekvivalent količine električne energije tako, da izplačila delimo s povprečno ceno v posameznem mesecu. Na ta način lahko izračunamo skupno količino zavarovane proizvodnje, ki je enaka vsoti realizirane količine proizvodnje in količine iz naslova izplačila terminske pogodbe.

Po pričakovanjih se povprečje in vsoti zavarovane in nezavarovane prodaje ne razlikujeta, medtem ko je standardni odklon zavarovane proizvodnje nižji od standardnega odklona nezavarovane proizvodnje in sicer za 8.729 MWh in predstavlja 7 % znižanje. Zavarovanje

produkcije je rezultiralo tudi v povečanju minimuma, in sicer za 21.605 MWh (+17 %) in znižanju maksimuma za 1.495 MWh (-0,2 %). Primerjava rezultatov zavarovanja produkcije s terminskimi pogodbami in nezavarovane produkcije je prikazana v tabeli 2.

Tabela 2: Primerjava zavarovane produkcije s terminskimi pogodbami in nezavarovane produkcije [MWh]

	Zavarovana mesečna kumulativna proizvodnja	Nezavarovana mesečna kumulativna proizvodnja
Povprečje	367.604	367.604
Vsota	44.112.502	44.112.502
Standardni odklon	109.101	117.830
Minimum	147.962	126.357
Maksimum	636.505	638.000

Vir: Lastni vir.

4.4.3 Primerjava zavarovane in nezavarovane prodaje in učinkovitost zavarovanja

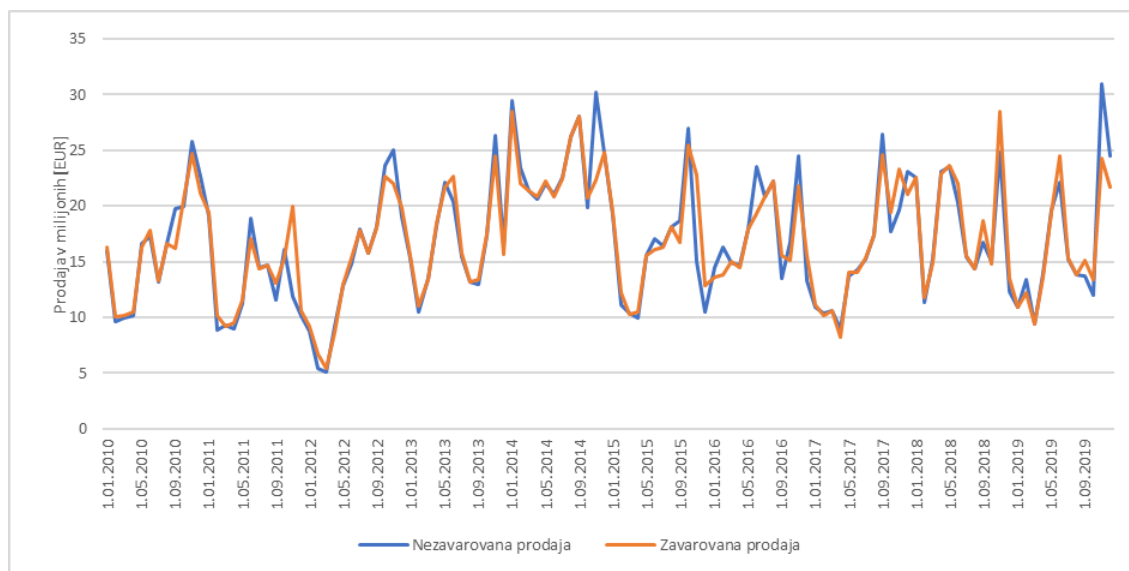
Z namenom prikaza vpliva zavarovanja z vremenskimi IFI na prodajo, izračunamo zavarovano prodajo kot zavarovano proizvodnjo pomnoženo s povprečno ceno v posameznem mesecu. Zaradi različnih povprečnih cen električne energije v posameznih mesecih je lahko vpliv zavarovanja produkcije z vremenskimi IFI na prodajo drugačen od vpliva na proizvodnjo. Na sliki 19 je prikazana primerjava zavarovane prodaje s terminskimi pogodbami na padavine in nezavarovane prodaje.

Iz slike 19 je razvidno, da se je minimum mesečne prodaje zvišal z zavarovanjem, in sicer za 0,3 mio EUR (+6 %); maksimum se je z zavarovanjem znižal, in sicer za 2,4 EUR (-8 %). Pozitivni učinek zavarovanja na mesečno prodajo se opazi v znižanju standardnega odklona, in sicer se z zavarovanjem zniža za 0,5 mio EUR, kar predstavlja 9 % znižanje. Primerjava zavarovane prodaje s terminskimi pogodbami in nezavarovane prodaje je prikazana v tabeli 3. Povprečje in vsota zavarovane in nezavarovane prodaje ostajata enaki.

Iz rezultatov izračuna zavarovanja produkcije hidroelektrarn s terminskimi pogodbami, vezanimi na kumulativne padavine, lahko ugotovimo, da tovrstno zavarovanje uspešno zniža tveganje iz naslova padavin, kar se pokaže v znižanem standardnem odklonu produkcije, kot tudi prodaje. Dodaten pozitiven učinek zavarovanja se pokaže v višjem minimumu tako mesečne produkcije, kot tudi prodaje. Iz tega sklepamo, da zavarovanje produkcije s terminskimi pogodbami na kumulativne padavine doseže svoj namen, saj rezultira v

znižanem tveganju iz naslova padavin (nižji standardni odklon) in poplačilu dela izgubljene prodaje v primeru zaradi nizkih padavin (zvišanje minimuma).

Slika 19: Primerjava zavarovane prodaje s terminskimi pogodbami in nezavarovane prodaje



Vir: Lastni vir.

Tabela 3: Primerjava zavarovane prodaje s terminskimi pogodbami in nezavarovane prodaje [EUR]

	Zavarovana mesečna prodaja	Nezavarovana mesečna prodaja
Povprečje	16.867.414	16.867.414
Vsota	2.024.089.702	2.024.089.702
Standardni odklon	5.071.318	5.542.659
Minimum	5.376.080	5.093.620
Maksimum	28.507.528	30.948.272

Vir: Lastni vir.

Dodaten učinek zavarovanja proizvodnje s terminskimi pogodbami na kumulativne padavine opazimo v znižanem maksimumu, kar ima sicer manjši vpliv na maksimalno proizvodnjo, vendar precej večji vpliv na maksimalno prodajo. Ta vpliv izhaja iz dejstva, da lahko pride, ob uporabi terminskih pogodb, v primeru visoke količine padavin (višje od pričakovanih), do negativnega izplačila (izgube). Iz tega sledi, da terminske pogodbe niso

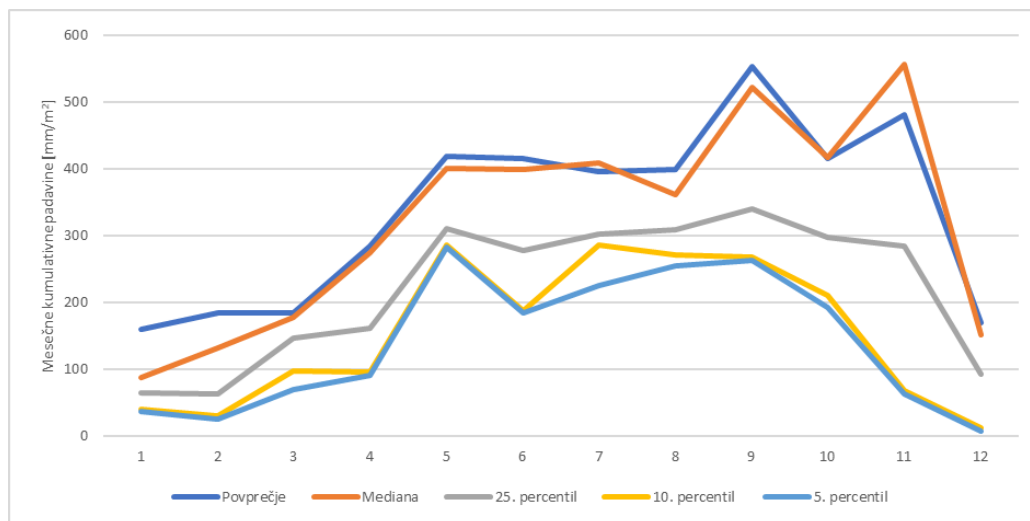
najbolj optimalno strukturirane za zavarovanje proizvodnje hidroelektrarn, saj omejujejo maksimalno prodajo v času visokih padavin in proizvodnje. Preveriti moramo torej, ali bi bile za zavarovanje proizvodnje hidroelektrarn bolj primerne opcijske pogodbe.

4.5 Zavarovanje z opcijskimi pogodbami vezanimi na indeks kumulativnih padavin

V nadaljevanju je predstavljena strategija za zavarovanje proizvodnje slovenskih hidroelektrarn z opcijskimi pogodbami, vezanimi na indeks kumulativnih padavin. Od prejšnjega primera s terminskimi pogodbami se zavarovanje z opcijami razlikuje v funkciji izplačila in začetni opcijski premiji. Nasprotno od terminskih pogodb, pri opcijskih namreč ne more priti do negativne vrednosti izplačila (izgube), saj je izplačilo navzdol omejeno z 0, kot izhaja iz enačbe 11, vendar je v zameno prodajalcu opcije potrebno plačati opcijsko premijo. Zgornja omejitev izplačila v tem primeru ni vključena v izračun. Prodajalec z nakupom prodajne opcije, vezane na indeks kumulativnih padavin, pridobi pravico, da ob dospetju proda padavinski indeks po vnaprej določeni vrednosti. Na ta način lahko prodajalec zavaruje proizvodnjo hidroelektrarn, saj lahko ob realiziranih podpovprečnih padavinah in posledično nižji proizvodnji, del izgube krije z izplačilom opcije.

4.5.1 Vrednotenje opcijskih pogodb

Slika 20: Izvršilne vrednosti opcij za posamezen mesec



Vir: ARSO (brez datuma).

Prvi korak pri izračunu učinkovitosti zavarovanja z opcijskimi pogodbami je vrednotenje vrednosti opcije. Vrednost opcije oz. opcijska premija je določena kot pričakovano izplačilo opcije. Prodajalec lahko opcijsko premijo poveča za varnostni dodatek, vendar bomo v izračunu upoštevali, da je ta dodatek enak nič.

Mesečne prodajne opcije, vezane na indeks kumulativnih padavin v Sloveniji, so vrednotene na podlagi zgodovinskih podatkov z uporabo BA metode opisane v 2.1 poglavju. Najprej je potrebno izračunati izvršilno vrednost opcije (K) za posamezen mesec. Kot izvršilno vrednost opcije izberemo več nivojev, ki jih izračunamo kot: povprečje, mediano, 25. percentil, 10. percentil in 5. percentil indeksa mesečnih kumulativnih padavin. Na sliki 20 so prikazane izračunane izvršilne vrednosti za posamezen mesec.

Vrednosti izračunanih izvršilnih vrednosti mesečnih opcij na kumulativne padavine v Sloveniji so prikazane v tabeli 4.

Tabela 4: Izvršilne vrednosti opcij na kumulativne padavine v Sloveniji [mm/m²]

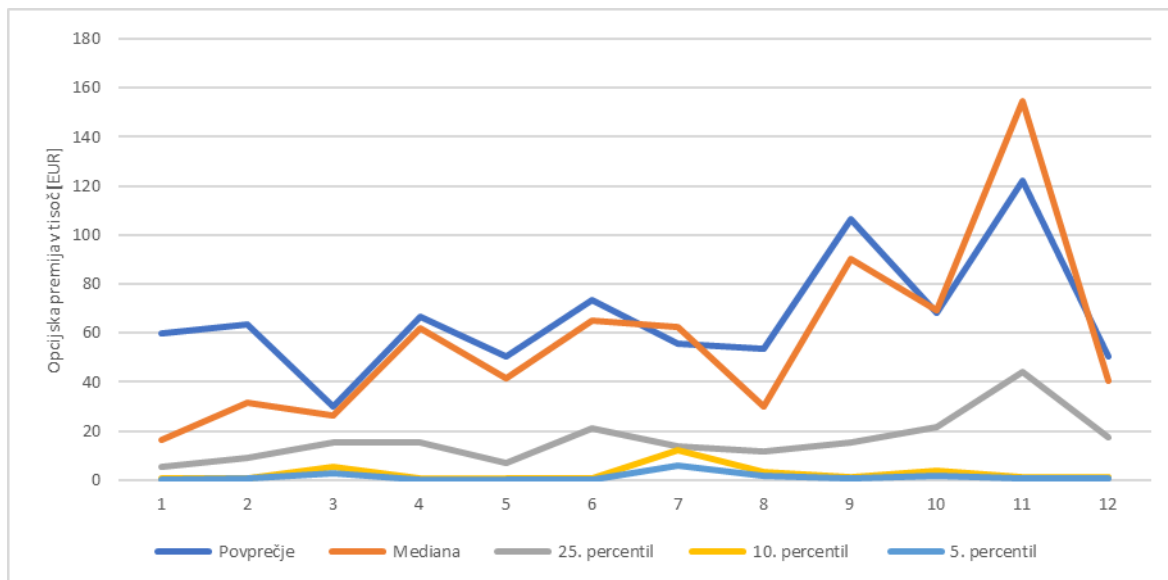
Mesec	Povprečje	Mediana	25. percentil	10. percentil	5. percentil
1	160	88	65	40	37
2	185	131	63	30	26
3	185	178	147	97	71
4	284	275	162	96	92
5	420	401	310	286	284
6	416	399	278	189	185
7	396	410	302	286	226
8	399	361	309	272	255
9	554	522	340	269	264
10	415	417	298	211	192
11	480	557	285	69	64
12	170	152	93	12	7

Vir: ARSO (brez datuma).

V naslednjem koraku primerjamo izbrane izvršilne vrednosti opcije z realiziranimi kumulativnimi padavinami v posameznem mesecu. Razlika med določeno izvršilno vrednostjo opcije in realiziranimi padavinami je izplačilo opcije, ki je v našem primeru prodajne opcije pozitivno, kadar so realizirane vrednosti padavin nižje od izvršilne vrednosti, v nasprotnem primeru pa nič (glej enačbo 9). Povprečje na ta način dobljenih mesečnih izplačil je prikazano na sliki 21 in predstavlja vrednost oz. premijo prodajne opsijske

pogodbe na kumulativne padavine v Sloveniji za posamezen mesec, pri čemer je predpostavljena stopnja izplačila enaka 1.000 EUR in varnostni dodatek enak nič.

Slika 21: Premije mesečnih opcij različnih izvršilnih vrednosti



Vir: Lastni vir.

Iz slike 21 je razvidno, da sta med opcijskimi pogodbami najdražji tisti z izvršilno vrednostjo povprečja in mediane, medtem ko je najcenejša opcijska pogodba z izvršilno vrednostjo 5. percentila indeksa kumulativnih padavin. Višine premij glede na izvršilno vrednost odražajo verjetnost realizacije dogodka, da bodo realizirane kumulativne padavine pod izvršilno vrednostjo.

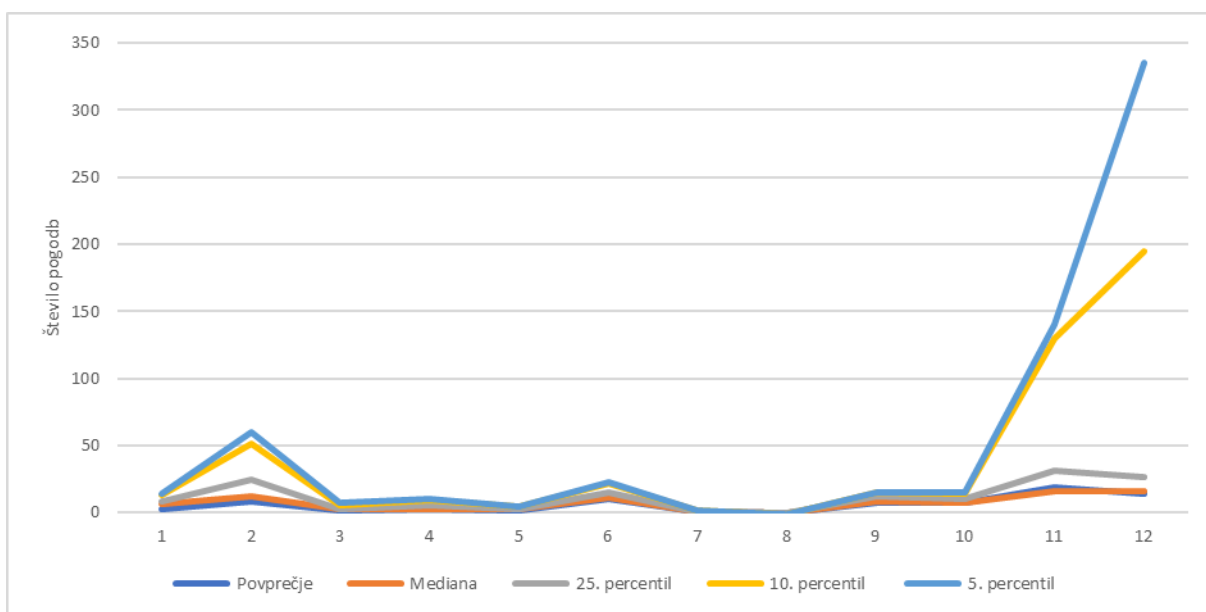
4.5.2 Optimalno število opcijskih pogodb

Naslednji korak je izračun optimalne količine opcijskih pogodb za zavarovanje pričakovane količine proizvodnje. Za izračun uporabimo enačbo 12, kjer je optimalno število pogodb določeno kot zmnožek zavarovalnega razmerja, začetne vrednosti in vrednosti ene pogodbe. Uporabljeno zavarovalno razmerje je izračunano v točki 4.2.

Postopek je enak kot v točki 4.3.1, le da izračunamo optimalno število opcijskih pogodb za vsako izmed izvršilnih vrednosti. V tem primeru je vrednost ene pogodbe izračunana kot zmnožek izvršilne vrednosti in stopnje izplačila (1.000 EUR). Optimalno število opcijskih pogodb v posameznem mesecu glede na izvršilno vrednost je prikazano na sliki 22.

Razlike med optimalnim številom opcijskih pogodb različnih izvršilnih vrednosti so največje v novembru, decembru in januarju, kjer za zavarovanje povprečne proizvodnje potrebujemo tudi do 340 opcijskih pogodb z izvršilno vrednostjo pri 5. percentilu.

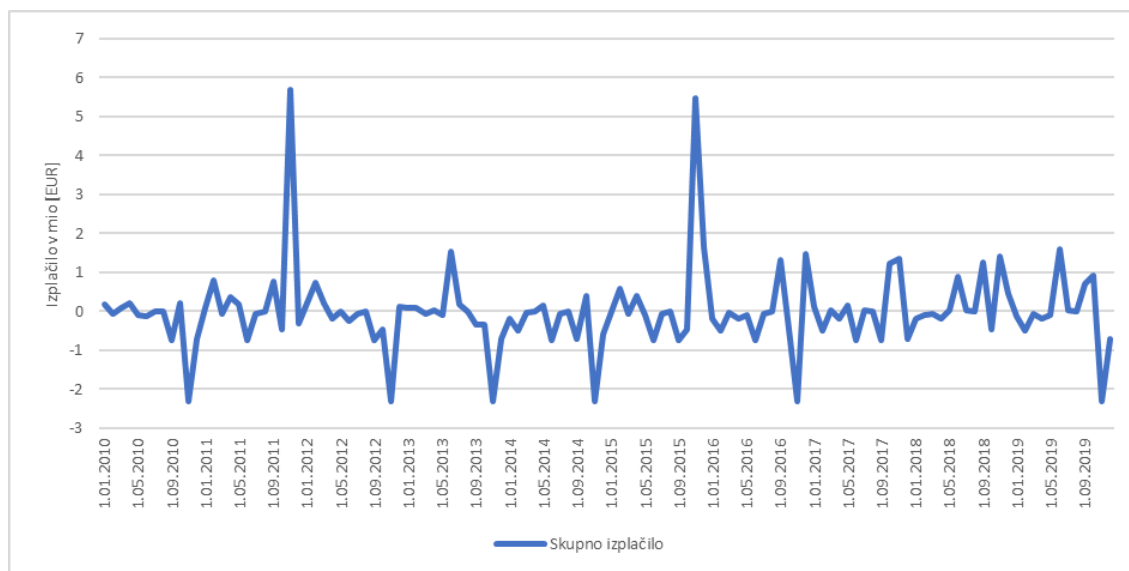
Slika 22: Optimalno število opcijških pogodb glede na izvršilno vrednost



Vir: Lastni vir.

4.5.3 Izplačilo opcijških pogodb in primerjava zavarovane in nezavarovane proizvodnje

Slika 23: Izplačilo prodajne opcijske pogodbe z izvršilno vrednostjo povprečja



Vir: Lastni vir.

Izplačilo posameznih opcijških pogodb smo že definirali v točki 4.4.1. V naslednjem koraku izračunamo skupno izplačilo opcijških pogodb tako, da izplačilo posamezne pogodbe pomnožimo s številom kupljenih pogodb v posameznem mesecu in rezultat znižamo za plačano opcijsko premijo.

Skupno izplačilo prodajne opcijske pogodbe, vezane na indeks kumulativnih padavin z izvršilno vrednostjo povprečja, je prikazano na sliki 23. Povprečje izplačil v opazovanem obdobju je enako 0, prav tako vsota. Največja negativna vrednost izplačila je –2,3 mio EUR, največja pozitivna vrednost izplačila je 5,7 mio EUR. Standardni odklon izplačil je 1 mio EUR. Rezultati za opcijske pogodbe ostalih obravnavanih izvršilnih vrednostih so prikazane v tabeli 5.

Tabela 5: Skupno izplačilo opcijskih pogodb glede na izvršilno vrednost [EUR]

	Povprečje	Mediana	25. percentil	10. percentil	5. percentil
Standardni odklon	1.041.916	1.057.185	872.622	221.302	167.782
Minimum	–2.320.356	–2.475.840	–1.371.053	–201.825	–173.363
Maksimum	5.691.184	5.498.560	5.651.223	1.816.425	1.560.263

Vir: Lastni vir.

Negativno skupno izplačilo je v tem primeru opcijska premija, ki je bila v obravnavanem obdobju najvišja za opcijsko pogodbo z izvršilno vrednostjo mediane.

Tabela 6: Primerjava zavarovane proizvodnje z opcijskimi pogodbami in nezavarovane proizvodnje [MWh]

	Zavarovana mesečna proizvodnja					Nezavarovana mesečna proizvodnja
	Povprečje	Mediana	25. percentil	10. percentil	5. percentil	
Povprečje	367.604	367.604	367.604	367.604	367.604	367.604
Vsota	44.112.502	44.112.502	44.112.502	44.112.502	44.112.502	44.112.502
Standardni odklon	112.387	112.555	113.855	116.881	117.167	117.830
Minimum	143.010	145.362	139.734	125.372	125.778	126.357
Maksimum	633.790	633.445	635.845	637.805	637.892	638.000

Vir: Lastni vir.

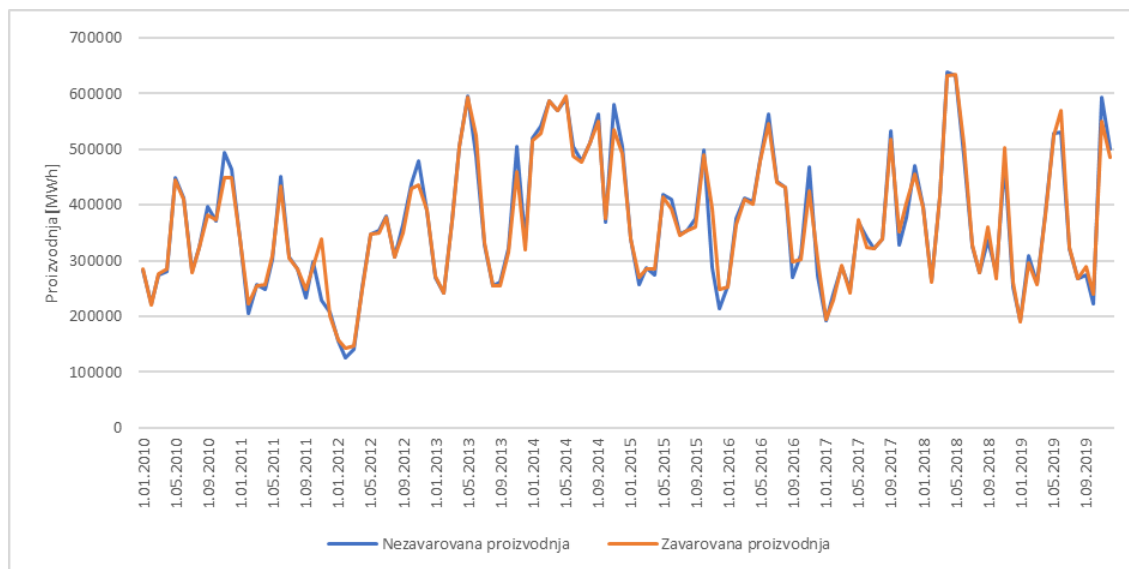
Skupno izplačilo pretvorimo v ekvivalent količine električne energije enako kot je opisano v točki 4.3.2. Nato izračunamo količino zavarovane proizvodnje kot vsoto proizvodnje iz naslova skupnega izplačila opcijske pogodbe in nezavarovane (realizirane) proizvodnje.

Primerjava zavarovane in nezavarovane proizvodnje za zavarovanje z opcijskimi pogodbami različnih izvršilnih vrednosti je prikazana v tabeli 6.

Iz rezultatov je razvidno, da se je standardni odklon proizvodnje najbolj znižal z uporabo opcijskih pogodb z izvršilno vrednostjo povprečja, in sicer za 5.444 MWh (−5 %), sledi mediana z znižanjem 4 % in 25. percentil z znižanjem 3 %. Zavarovanje z opcijskimi pogodbami je prav tako pripomoglo k zvišanju minimuma. Največje zvišanje smo dosegli z opcijami z izvršilno vrednostjo mediane, in sicer za 19.005 MWh oz. 15 %, sledi povprečje s povečanjem 13 % in 25. percentil 11%. Maksimum proizvodnje se je znižal za največ v primeru opcije z izvršilno vrednostjo mediane, in sicer za 4.555MWh oz. −1 %.

Na sliki 24 je prikazana primerjava nezavarovane proizvodnje in proizvodnje, zavarovane z opcijami na kumulativne padavine in izvršilno vrednostjo povprečja, ki se je z vidika zmanjšanja standardnega odklona izkazala za najuspešnejšo.

Slika 24: Primerjava zavarovane proizvodnje z opcijami in nezavarovane proizvodnje



Vir: Lastni vir.

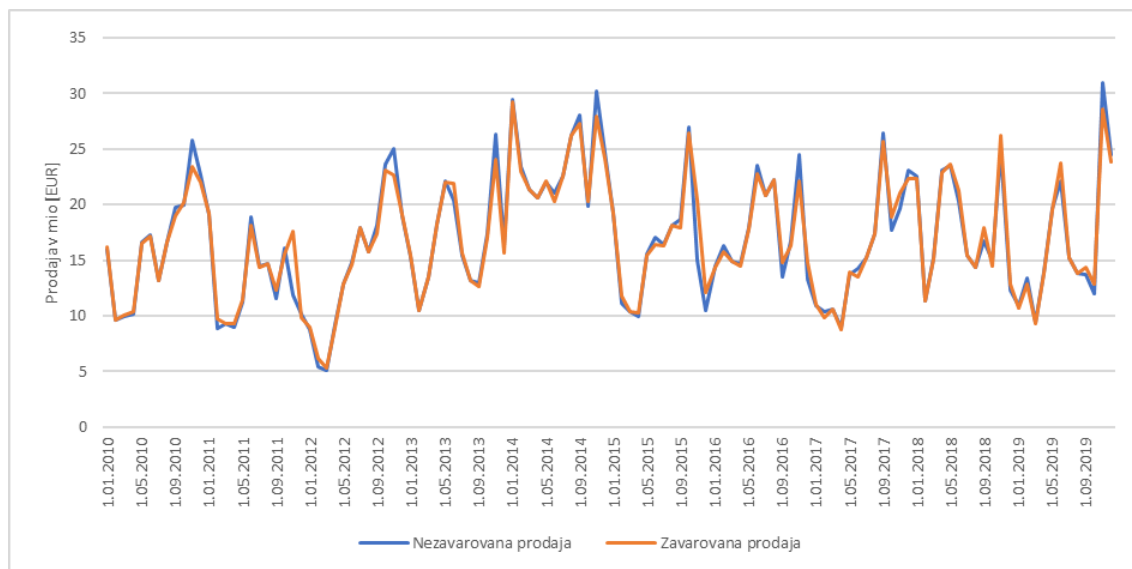
4.5.4 Primerjava zavarovane in nezavarovane prodaje in učinkovitost zavarovanja

Podobno sliko kot pri zavarovani proizvodnji opazimo pri zavarovani prodaji, ki je izračunana kot zmnožek količine proizvodnje električne energije in povprečne cene v posameznem mesecu, enako kot v točki 4.3.3.

Na sliki 25 je prikazana primerjava zavarovane prodaje z opcijskimi pogodbami na padavine in izvršilno vrednostjo povprečja in nezavarovane prodaje. Razvidno je, da se je minimum mesečne prodaje zvišal z zavarovanjem, in sicer v primeru izvršilne vrednosti povprečja za 0,2 mio EUR (+4 %), maksimum se je z zavarovanjem znižal, in sicer za 1,7 mio EUR (−6 %). Pozitivni učinek zavarovanja na mesečno prodajo se opazi v znižanju standardnega

odklona, in sicer se z zavarovanjem zniža za 0.3 mio EUR, kar predstavlja 5 % znižanje. Primerjava zavarovane prodaje z opcijskimi pogodbami različnih izvršilnih vrednosti in nezavarovane prodaje je prikazana v tabeli 7. Povprečje in vsota zavarovane in nezavarovane prodaje ostajata enaki.

Slika 25: Primerjava zavarovane prodaje z opcijskimi pogodbami na padavine in izvršilno vrednostjo povprečja in nezavarovane prodaje



Vir: Lastni vir.

Tabela 7: Primerjava zavarovane prodaje z opcijskimi pogodbami in nezavarovane prodaje [EUR]

	Zavarovana mesečna prodaja					Nezavarovana mesečna prodaja
	Povprečje	Mediana	25. percentil	10. percentil	5. percentil	
Standardni odklon	5.244.582	5.253.817	5.325.221	5.494.352	5.509.262	5.542.659
Minimum	5.315.964	5.418.100	5.357.403	5.334.595	5.262.303	5.093.620
Maksimum	29.233.144	29.314.258	29.577.220	30.816.062	30.877.082	30.948.272

Vir: Lastni vir.

Iz rezultatov izračuna zavarovanja proizvodnje hidroelektrarn z opcijskimi pogodbami različnih izvršilnih vrednosti, vezanimi na kumulativne padavine, lahko ugotovimo, da tovrstno zavarovanje uspešno zniža tveganje iz naslova padavin, kar se pokaže v znižanem standardnem odklonu proizvodnje, kot tudi prodaje. Dodaten pozitiven učinek zavarovanja se pokaže v višjem minimumu tako mesečne proizvodnje kot tudi prodaje.

Iz tega sklepamo, da zavarovanje proizvodnje z opcijskimi pogodbami na kumulativne padavine doseže svoj namen, saj rezultira v znižanem tveganju zaradi padavin (nižji standardni odklon) in poplačilu dela izgubljene prodaje v primeru zaradi nizkih padavin (zvišanje minimuma), podobno kot v primeru zavarovanja s terminskimi pogodbami.

Dodaten učinek zavarovanja proizvodnje z opcijskimi pogodbami na kumulativne padavine opazimo v znižanem maksimumu, ki ima sicer manjši vpliv na maksimalno proizvodnjo, vendar precej večji vpliv na maksimalno prodajo. Ta vpliv izhaja iz dejstva, da ob nakupu opcijskih pogodb prodajalcu plačamo premijo, ki nam nato zniža skupno prodajo. V primeru opcijskih pogodb je to znižanje maksimuma omejeno, in sicer na velikost premije v posameznem mesecu.

4.6 Primerjava učinkovitosti zavarovanj s terminskimi in opcijskimi pogodbami

V zaključku je predstavljena primerjava izračunov učinkovitosti zavarovanja proizvodnje električne energije s prodajo terminskih ali opcijskih pogodb na kumulativne padavine v Sloveniji. Ker je predstavljeno zavarovanje s terminskimi pogodbami iz točke 4.3 vezano na povprečje indeksa kumulativnih padavin, njegovo učinkovitost primerjamo z opcijskimi pogodbami, katerih izvršilna vrednost je prav tako vezana na povprečje omenjenega indeksa.

4.6.1 Primerjava skupnih izplačil

Najprej primerjamo skupna izplačila terminskih in opcijskih pogodb. V primeru opcijskih pogodb so izplačila znižana za opcijsko premijo, ki jo je potrebno plačati ob sklenitvi pogodbe. Na sliki 26 so prikazana izplačila terminskih in opcijskih pogodb, vezanih na povprečje indeksa kumulativnih padavin v Sloveniji.

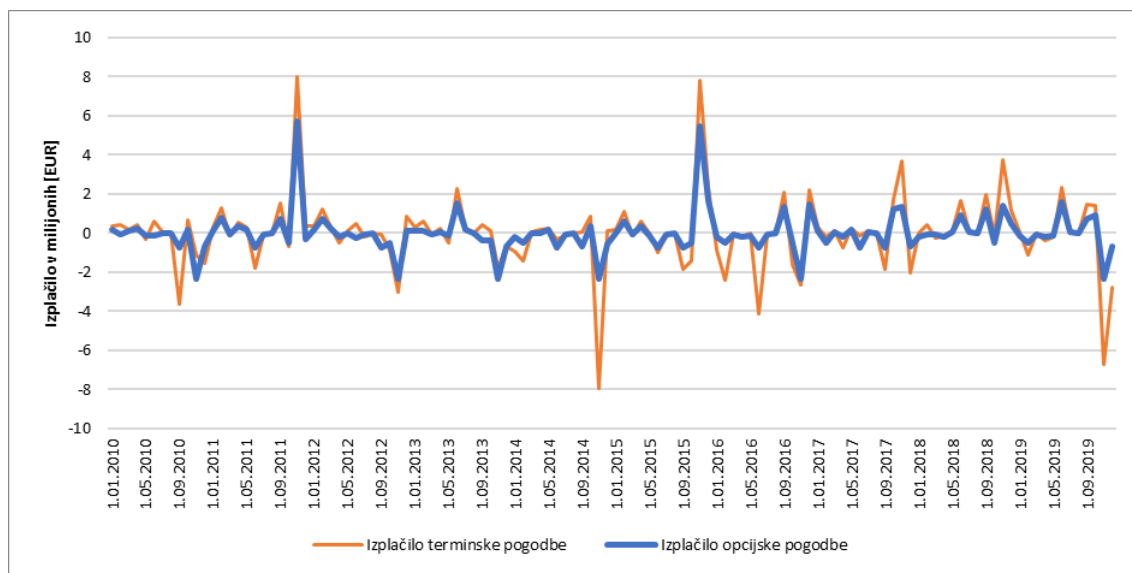
Kot ugotovljeno v opisu posameznih izplačil v prejšnjih poglavjih, lahko iz slike razberemo, da so izplačila večja v primeru terminske pogodbe, tako v pozitivnem kot negativnem smislu. Najvišje izplačilo terminske pogodbe je v obravnavanem obdobju znašalo 8 mio EUR, prav tako tudi najnižjeje negativno. V primeru opcijskih pogodb je najvišje izplačilo znašalo 5,7 mio EUR, največja izguba (premija) pa $-2,3$ mio EUR. Ključne vrednosti so prikazane še v tabeli 8.

Skladno z razponom najvišje in najnižje vrednosti je tudi standardni odklon izplačil terminske pogodbe višji od standardnega odklona izplačil opcijske pogodbe, in sicer za 0,8 mio EUR.

Skupna pozitivna izplačila terminske pogodbe so torej višja od izplačil opcijske pogodbe, vendar obenem prinašajo višja negativna izplačila, ki so neomejena v primerjavi z negativnimi skupnimi izplačili opcijskih pogodb. Ta so nižja in omejena na višino opcijske premije. Višji razpon med pozitivnimi in negativnimi izplačili terminskih pogodb rezultira v višjem standardnem odklonu v primerjavi z izplačili opcijske pogodbe, kar ob potencialno

neomejenih negativnih izplačil nakazuje na večje tveganje pri uporabi terminskih pogodb, kot bi mu bili izpostavljeni pri zavarovanju z opcijskimi pogodbami.

Slika 25: Primerjava izplačil terminske in opcijske pogodbe



Vir: Lastni vir.

Tabela 8: Primerjava izplačil terminskih in opcijskih pogodb [EUR]

	Terminska pogodba	Opcijska pogodba	Razlika
Povprečje	0	0	0
Vsota	0	0	0
Standardni odklon	1.850.628	1.041.916	808.712
Minimum	-7.919.960	-2.320.356	-5.599.604
Maksimum	8.011.540	5.691.184	2.320.356

Vir: Lastni vir.

4.6.2 Primerjava zavarovane proizvodnje

V tem odseku je predstavljena primerjava proizvodnje, zavarovane s terminskimi in opcijskimi pogodbami. Podobno kot izhaja že iz primerjave izplačil posameznih pogodb, opazimo pri primerjavi zavarovane proizvodnje višji maksimum (+2.715 MWh) v primeru zavarovanja s terminskimi pogodbami. Nasprotno opazimo glede minimuma, ki je pri zavarovani proizvodnji s terminskimi pogodbami prav tako višji (+4.952 MWh) kot

minimum zavarovane proizvodnje z opcijskimi pogodbami. Primerjava rezultatov zavarovane proizvodnje je predstavljena v tabeli 9.

Tabela 9: Primerjava zavarovane proizvodnje s terminskimi in opcijskimi pogodbami [MWh]

	Terminska pogodba	Opcijska pogodba	Razlika
Povprečje	367.604	367.604	-
Vsota	44.112.502	44.112.502	-
Standardni odklon	109.101	112.387	-3.285
Minimum	147.962	143.010	4.952
Maksimum	636.505	633.790	2.715

Vir: Lastni vir.

Kljub višjem standardnem odklonu skupnih izplačil terminske pogodbe opazimo pri zavarovanju proizvodnje s terminskimi pogodbami znižanje standardnega odklona v višji meri kot pri zavarovanju z opcijskimi pogodbami, in sicer za 3.285 MWh.

4.6.3 Primerjava zavarovane prodaje in učinkovitosti zavarovanja

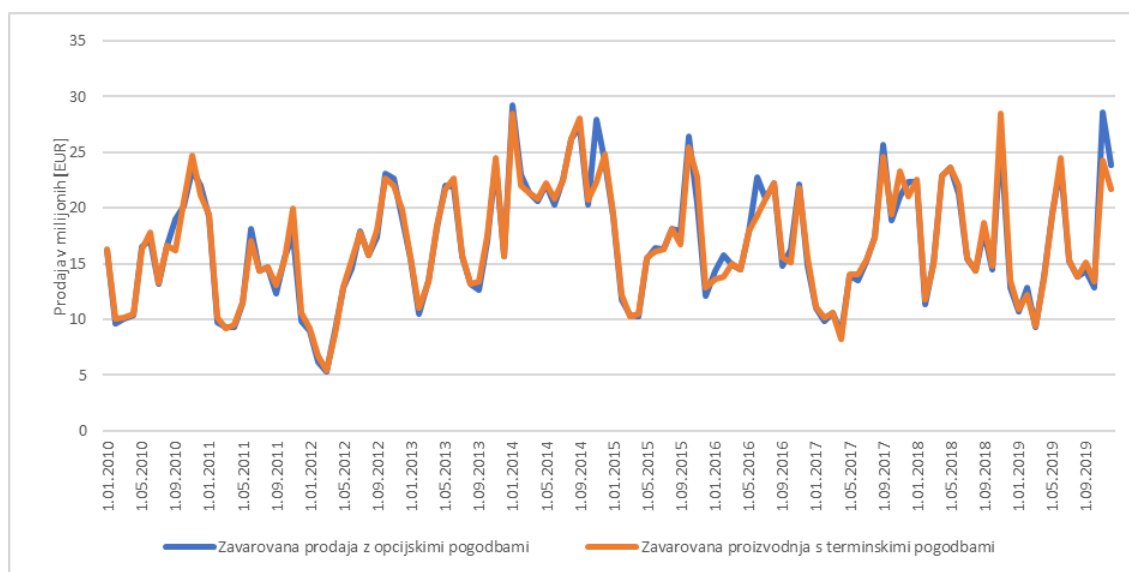
Vpliv zavarovanja na poslovanje se odraža skozi zavarovano prodajo. Na sliki 26 je prikazana primerjava zavarovane prodaje s terminskimi in opcijskimi pogodbami. Iz slike je razvidno, da je učinek obeh zavarovanj na proizvodnjo podoben, razlikujeta pa se predvsem v nekaterih minimumih in maksimumih.

Nasprotno od vpliva zavarovanja s terminskimi pogodbami na proizvodnjo je v primeru zavarovane prodaje maksimum nižji (-725.616 EUR) od zavarovanja z opcijskimi pogodbami. Podobno kot pri proizvodnji pa se odrazi vpliv zavarovanja s terminskimi pogodbami v višjem minimumu (+60.116 EUR) in nižjem standardnem odklonu (-173.264 EUR) kot pri zavarovanju z opcijskimi pogodbami. Rezultati primerjave zavarovanja prodaje s terminskimi in opcijskimi pogodbami so prikazani v tabeli 10.

Iz izračuna zavarovanja proizvodnje električne energije slovenskih hidroelektrarn s terminskimi in opcijskimi pogodbami, vezanimi na povprečje indeksa kumulativnih padavin v Sloveniji ter njune primerjave, lahko ugotovimo naslednje:

Zavarovanje z obema vrstama vremenskih IFI zniža standardni odklon, zviša minimum in zniža maksimum tako proizvodnje kot tudi prodaje.

Slika 26: Primerjava zavarovane prodaje s terminskimi in opcijskimi pogodbami



Vir: Lastni vir.

Tabela 10: Primerjava zavarovane prodaje s terminskimi in opcijskimi pogodbami [EUR]

	Terminska pogodba	Opcijska pogodba	Razlika
Povprečje	16.867.414	16.867.414	-
Vsota	2.024.089.702	2.024.089.702	-
Standardni odklon	5.071.318	5.244.582	-173.264
Minimum	5.376.080	5.315.964	60.116
Maksimum	28.507.528	29.233.144	-725.616

Vir: Lastni vir.

Zavarovanje s terminskimi pogodbami je bolj učinkovito v znižanju standardnega odklona in zvišanju minimuma proizvodnje in prodaje kot zavarovanje z opcijskimi pogodbami, medtem ko višji maksimum opazimo le v primeru proizvodnje.

Zavarovanje z opcijskimi pogodbami je učinkovitejše od zavarovanja s terminskimi pogodbami le v primeru višjega maksimuma zavarovane prodaje.

Iz navedenega lahko zaključimo, da se je zavarovanje proizvodnje električne energije z vremenskimi IFI na primeru slovenskih hidroelektrarn izkazalo za učinkovito, saj rezultira v višjem minimumu ter nižjem standardnem odklonu tako proizvodnje kot tudi prodaje. Primerjava zavarovanja z opcijskimi in terminskimi pogodbami pa je pokazala, da je na

predstavljenem primeru učinkoviteje zavarovati proizvodnjo s terminskimi pogodbami, saj tovrstno zavarovanje zniža standardni odklon in zviša minimum tako proizvodnje kot tudi prodaje v večji meri kot zavarovanje z opsijskimi pogodbami.

Učinkovitost zavarovanja je razmeroma nizka, saj je korelacija med proizvodnjo in padavinskim indeksom neoptimalna, kar izhaja iz dejstva, da obravnavamo primer zavarovanja agregirane proizvodnje hidroelektrarn treh geografsko ločenih porečij z vremenskimi IFI, vezanimi na indeks kumulativnih padavin, ki je sestavljen kot košarica meritev padavin treh različnih meteoroloških postaj. Zaradi geografske heterogenosti obravnavanega problema je v zasnovanem zavarovanju velika mera lokalnega in prostorskega tveganja osnove. To tveganje sicer optimalno znižamo z uporabo zavarovalnega razmerja najnižje variance, vendar bi lahko tveganje osnove potencialno še dodatno znižali ter povečali učinkovitost zavarovanja z bolj lokaliziranim pristopom zavarovanja z vremenskimi IFI, kjer bi elektrarne posameznega porečja zavarovali z vremenskimi IFI, vezanimi na padavinski indeks, sestavljen kot košarica merilnih mest, ki najboljše zajamejo količino padavin, ki se steče v obravnavano porečje.

Ugotovitve veljajo ob predpostavki, da podjetje z zavarovanjem z vremenskimi IFI nima dodatnih stroškov, prav tako pa nasprotna stranka ne zahteva dodatne premije za izvedbo posla (varnostni dodatek), saj v predstavljenem primeru zavarovanje ne vpliva na povprečje oz. vsoto proizvodnje ali prodaje. V primeru dodatnih stroškov bi podjetje z zavarovanjem potencialno znižalo dobiček iz naslova prodaje električne energije, vendar bi z implementacijo učinkovite zavarovalne strategije zagotovilo dolgoročno stabilnost poslovanja.

SKLEP

Podjetja iz različnih industrij (kmetijstvo, energetika, turizem, gradbeništvo, ipd.) se pogosto soočajo s tveganji, povezanimi z vremenskimi dejavniki. Neugodne vremenske razmere lahko podjetjem povzročijo znatno izgubo prihodkov iz poslovanja.

Za zavarovanje poslovnega procesa pred vremenskimi tveganji lahko podjetja uporabijo vremenske IFI. Upravljanje vremenskih tveganj s trgovanjem z vremenskimi IFI postaja vse bolj pogosto (Brockett, Wang & Yang, 2005, str. 2). Vremenski IFI so lahko vezani na različne vremenske indekse. Najpogosteje trgovani vremenski IFI so terminske pogodbe, vezane na temperaturna indeksa HDD in CDD. V energetiki se uporabljajo poleg vremenskih IFI, vezanih na temperaturne indekse tudi vremenski IFI, vezani na količino padavin, sončnega obsevanja in vetra, ki nudijo proizvajalcem električne energije iz obnovljivih virov zavarovanje pred vremenskimi tveganji. Ob najbolj trgovanih standardiziranih terminskih pogodbah na temperaturne indekse, ki jih ponuja CME Group, lahko na trgu najdemo tudi nestandardizirane produkte, ki so namenjeni zavarovanju bolj specifičnih vremenskih tveganj. Kupcu prilagojene vremenske IFI za evropski trg lahko najdemo na platformi

weatherXchange, ki povezuje kupce vremenskih IFI s svetovalci in ponudniki vremenskih IFI.

Pri zavarovanju vremenskih tveganj z vremenskimi IFI se podjetje izpostavi drugim vrstam tveganj. Tveganju osnove se kupec izpostavi, kadar vremenski in poslovni proces nista popolnoma korelirana. Dodatno naraste lokalno tveganje osnove, kadar je vremenska postaja oddaljena od lokacije poslovnega procesa. Tveganje osnove je najmanjše, kadar se podjetje zavaruje z vremenskimi IFI primerne vrste, optimalne velikosti pogodbe, vezanih na optimalno lokacijo. Parametre vremenskega IFI lahko podjetje optimizira v primeru nestandardiziranega vremenskega IFI, pri čemer se izpostavlja tveganju likvidnosti, saj se takšen vremenski IFI ne trguje na borzi. Dodatno se z zavarovanjem z vremenskimi IFI podjetje izpostavi kreditnemu tveganju, saj v primeru nezmožnosti poplačila obveznosti nasprotne stranke podjetje ob realizirani škodi zaradi vremenskih dejavnikov ne dobi povrnjenega izplačila iz naslova zavarovanja. Pri trgovanju z vremenskimi IFI pa je podjetje izpostavljeno tudi modelskem tveganju, ki lahko zaradi napak v vremenskih podatkih ali napak v modelu ter uporabljenih predpostavkah privede do napak pri vrednotenju vremenskih IFI, kar lahko rezultira v nepričakovanih izgubah.

Vremenske IFI vrednotimo zaradi različnih razlogov: prvi je ocena ustreznosti ponujene cene za vremenski IFI pred nakupom, drugi je spremljanje vrednosti vremenskega IFI v zavarovalnem obdobju in končno zaradi zunanjih in notranjih regulatornih mehanizmov.

Opcijske pogodbe lahko vrednotimo na različne načine, in sicer z BA metodo, ki temelji na vrednostih zgodovinskih izplačil opcije. Opcijska premija je s to metodo določena kot povprečje izplačil opcije v zgodovini. Metoda je hitra ter enostavna vendar ne upošteva možnih realizacij opcije izven zgodovinskih vrednosti. To pomanjkljivost odpravi metoda modeliranja indeksov, pri kateri ocenimo ustrezno porazdelitev vremenskega indeksa. Pri tem smo izpostavljeni potencialnim napakam do katerih privede razlika med dejansko in izbrano porazdelitvijo vremenskega indeksa. Porazdelitve vremenskih indeksov se razlikujejo glede na obravnavano vremensko spremenljivko. Porazdelitve vremenskih indeksov se spreminjajo tudi glede na obravnavano sezonsko obdobje opcijske pogodbe (zima, poletje, maj, junij, ipd.).

Teorija iz prvih treh poglavij je predstavljena na primeru zavarovanja slovenskih hidroelektrarn pred tveganjem zaradi padavin z vremenskimi IFI, vezanimi na indeks kumulativnih padavin. Iz primerjave učinkovitosti zavarovanja s terminskimi ter opcijskimi pogodbami različnih izvršilnih vrednosti na indeks kumulativnih padavin ugotovimo, da v obeh primerih zavarovanje zniža standardni odklon tako proizvodnje kot tudi prodaje. Zavarovanje s terminskimi pogodbami je znižalo standardni odklon proizvodnje za 7 % in prodaje za 6 %, medtem ko je zavarovanje z opcijskimi pogodbami z izvršilno vrednostjo povprečja znižalo standardni odklon tako proizvodnje kot tudi prodaje za 5 %. Razlika med zavarovanji se je pokazala v minimumu proizvodnje, ki ga je zavarovanje s terminskimi pogodbami dvignilo za 17 % pri proizvodnji in 6 % pri prodaji v primerjavi z zavarovanjem

z opcijskimi pogodbami, ki je minimum proizvodnje dvignilo za 13% in minimum prodaje za 4 %. Obratno se izkaže za maksimum, ki ga zavarovanje s terminskimi zniža za 8 %, zavarovanje z opcijskimi pogodbami pa za 6 % v primeru prodaje. V obeh primerih se maksimum proizvodnje zniža minimalno.

Na podlagi izračunov lahko ugotovimo, da je zavarovanje proizvodnje hidroelektrarn bolj učinkovito s terminskimi pogodbami na kumulativne padavine, saj te zmanjšajo standardni odklon in zvišajo minimum tako proizvodnje kot tudi prodaje v večji meri kot zavarovanje z opcijskimi pogodbami. Ta ugotovitev je skladna z dejstvom, da je pri zavarovanju z opcijskimi pogodbami potrebno plačati opcijsko premijo, ki dodatno zniža končno izplačilo zavarovanja, vendar v tem primeru podjetje ni izpostavljeno negativnemu izplačilu v primeru visokih padavin, kar se izkaže v manjšem znižanju maksimuma prodaje.

LITERATURA IN VIRI

1. Agencija Republike Slovenije za okolje (ARSO). (2006). *Podnebne razmere v Sloveniji*. Pridobljeno 29. marca 2020 iz http://meteo.ARSO.gov.si/uploads/probase/www/climate/text/sl/publications/podnebnere_razmere_v_sloveniji_71_00.pdf
2. ARSO. (brez datuma). *ARHIV - opazovani in merjeni meteorološki podatki po Sloveniji*. Pridobljeno 17. aprila iz <http://meteo.arso.gov.si/met/sl/app/webmet/#webmet==8Sdwx2bhR2cv0WZ0V2bvEGcw9ydlJWblR3LwVnaz9SYtVmYh9iclFGbt9SaulGdugXbsx3cs9mdl5WahxXYyNGapZXZ8tHZv1WYp5mOnMHbvZXZulWYnwCchJXYtVGdlJnOn0UQQdSf>
3. Agencija za trg vrednostnih papirjev (ATVP). (brez datuma). *Izvedeni finančni instrumenti*. Pridobljeno 29. marca 2020 iz <https://vlagatelj.atvp.si/Default.aspx?id=32>
4. Alaton P., Djehiche B. & Stillberger D. (2002). *On modelling and pricing Weather Derivatives*. Pridobljeno 22. februarja 2020 iz <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.198.6547&rep=rep1&type=pdf>
5. Alexander, C. (2008). *Pricing, Hedging and trading financial instruments*. Chichester: John Wiley & Sons Inc.
6. Bhattacharya, S., Gupta, A., Kar, K., & Owusu, A. (2015). *Hedging strategies for risk reduction through weather derivatives in renewable energy markets*. Pridobljeno 22. februarja 2020 iz https://www.researchgate.net/profile/Saptarshi_Bhattacharya/publication/304414870_Hedging_strategies_for_risk_reduction_through_weather_derivatives_in_renewable_energy_markets/links/5b5a12d8a6fdccf0b2f8ff31/Hedging-strategies-for-risk-reduction-through-weather-derivatives-in-renewable-energy-markets.pdf
7. Brockett, P. L., Golden, L. L., Yang, C. C., & Zou, H. (2007). *Addressing credit and basis risk arising from hedging weather-related risk with weather derivatives*. Pridobljeno 22. februarja 2020 iz

<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.514.1179&rep=rep1&type=pdf>

8. Brockett, P. L., Wang, M., & Yang, C. (2005). Weather derivatives and weather risk management. *Risk Management and Insurance Review*, 8(1), 127–140.
9. BSP Energetska Borza. (brez datuma). *Rezultati trgovanja za dan vnaprej*. Pridobljeno 17. aprila 2020 iz <https://www.bsp-southpool.com/trgovalni-podatki.html>
10. Campbell, S. D., & Diebold, F. X. (2005). Weather forecasting for weather derivatives. *Journal of the American Statistical Association*, 100(469), 6–16.
11. Cao, M., Li, A., & Wei, J. Z. (2004). Precipitation modeling and contract valuation: A frontier in weather derivatives. *The Journal of Alternative Investments*, 7(2), 93–99.
12. Cao, M., & Wei, J. (2004). Weather derivatives valuation and market price of weather risk. *Journal of Futures Markets: Futures, Options, and Other Derivative Products*, 24(11), 1065–1089.
13. CME Group Inc. (brez datuma). *European Monthly Weather CAT Contract Specs*. Pridobljeno 17. aprila 2020 iz https://www.cmegroup.com/trading/weather/temperature/european-monthly-weather-cat_contract_specifications.html
14. Entsoe. (brez datuma). *Actual Generation per Production Type*. Pridobljeno 17. aprila 2020 iz <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show>
15. European Environment Agency. (brez datuma). *Final energy consumption of electricity by sector*. Pridobljeno 12. maja 2020 iz https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/final-energy-consumption-of-electricity-3#tab-googlechartid_chart_21_filters=%7B%22rowFilters%22%3A%7B%7D%3B%22columnFilters%22%3A%7B%22pre_config_ugeo%22%3A%5B%22Slovenia%22%5D%7D%7D
16. Golden, L. L., Wang, M., & Yang, C. (2007). Handling weather related risks through the financial markets: Considerations of credit risk, basis risk, and hedging. *Journal of Risk and Insurance*, 74(2), 319–346.
17. Härdle, W. K., & Cabrera, B. L. (2012). The implied market price of weather risk. *Applied Mathematical Finance*, 19(1), 59–95.
18. Härdle, W. K., & Osipenko, M. (2012). Spatial risk premium on weather derivatives and hedging weather exposure in electricity. *The Energy Journal*, 33(2), 149–171.
19. Hull J. C. (2008). *Options, futures and other derivatives* (7th ed.). New Jersey: Pearson Education, Inc.
20. Jewson, S., Brix., A. (2005). *Weather Derivative Valuation*. Cambridge: Cambridge University Press.
21. Kapphan, I., Calanca, P., & Holzkaemper, A. (2012). Climate change, weather insurance design and hedging effectiveness. *The Geneva Papers on Risk and Insurance-Issues and Practice*, 37(2), 286–317.
22. London J. (2007). *Modeling Derivatives Applications in Matlab, C++, and Excel*. New Jersey: FT Press.

23. Müller, A., & Grandi, M. (2000). Weather derivatives: a risk management tool for weather-sensitive industries. *The Geneva Papers on Risk and Insurance. Issues and Practice*, 25(2), 273–287.
24. Norton, M. T., Turvey, C., & Osgood, D. (2013). Emerald Article: Quantifying spatial basis risk for weather index insurance. *The Journal of Risk Finance*, 14(1), 20–34.
25. McDonald R. (2006). *Derivatives Markets* (2nd ed.). Boston: Pearson Education, Inc.
26. Mußhoff, O., Odening, M., & Xu, W. (2006). *Modeling and Hedging Rain Risk*. Pridobljeno 22. februarja 2020 iz <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.627.4800&rep=rep1&type=pdf>
27. Oum, Y., & Oren, S. S. (2010). Optimal static hedging of volumetric risk in a competitive wholesale electricity market. *Decision Analysis*, 7(1), 107–122.
28. Pres, J. (2009). Measuring non-catastrophic weather risks for businesses. *The Geneva Papers on Risk and Insurance-Issues and Practice*, 34(3), 425–439.
29. Ritter, M., Mußhoff, O., & Odening, M. (2014). Minimizing Geographical Basis Risk of Weather Derivatives Using A Multi-Site Rainfall Model. *Computational Economics*, 44(1), 67–86.
30. Toeglhofer, C., Mestel, R., & Prettenthaler, F. (2012). Weather value at risk: on the measurement of noncatastrophic weather risk. *Weather, Climate, and Society*, 4(3), 190–199.
31. WeatherXchange Limited. (brez datuma). *Industries*. Pridobljeno 6.maja 2020 iz <https://www.weatherxchange.com/en/Industries>
32. Woodard, J. D., & Garcia, P. (2008a). Basis risk and weather hedging effectiveness. *Agricultural Finance Review*, 68(1), 99–117.
33. Yang, C. C., Brockett, P. L., & Wen, M. M. (2009). Basis risk and hedging efficiency of weather derivatives. *The Journal of Risk Finance*, 10(5), 517–536.
34. Yang, C. C., Li, L. S., & Wen, M. M. (2011). Weather risk hedging in the European markets and international investment diversification. *The Geneva Risk and Insurance Review*, 36(1), 74–94.

PRILOGE

Priloga 1: Povprečne mesečne temperature v Sloveniji v obdobju 2010–2019 [°C]

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
2010	-2,6	-0,7	4,4	10,0	14,6	19,0	21,7	18,8	13,5	8,4	6,8	-1,1
2011	-0,6	0,1	4,9	11,7	15,1	18,7	19,4	21,0	17,9	8,6	2,9	1,4
2012	-0,3	-3,3	7,7	10,0	15,0	19,9	21,3	21,8	15,8	10,6	7,1	-0,4
2013	-0,1	-0,6	2,5	10,8	14,0	18,5	22,1	21,3	15,1	11,8	6,0	1,1
2014	3,7	3,1	7,9	11,5	14,3	18,7	19,9	18,5	15,3	12,6	8,1	2,0
2015	1,1	0,9	5,7	9,9	15,4	19,2	22,8	21,2	15,2	9,9	5,1	0,9
2016	-1,1	4,1	6,0	11,1	14,1	18,9	21,6	19,4	17,0	9,1	5,5	-1,4
2017	-5,2	2,6	8,1	10,2	15,5	20,4	21,3	21,4	13,0	9,8	4,3	0,1
2018	3,0	-2,1	2,7	13,4	16,7	19,3	20,9	21,2	16,0	11,4	7,2	0,7
2019	-1,4	2,8	6,7	10,1	11,7	21,6	21,1	20,9	15,4	11,6	7,6	2,3
Povprečje	-0,3	0,7	5,7	10,9	14,6	19,4	21,2	20,5	15,4	10,4	6,0	0,6

Vir: ARSO (brez datuma).

Priloga 2: Povprečen mesečni odjem v Sloveniji za obdobje 2010–2019 [MW]

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
2010	1437	1454	1399	1288	1313	1347	1366	1271	1342	1401	1432	1503
2011	1510	1545	1501	1366	1403	1446	1368	1369	1424	1407	1490	1435
2012	1543	1640	1446	1373	1374	1427	1415	1384	1419	1405	1476	1500
2013	1581	1611	1521	1410	1341	1382	1401	1366	1433	1473	1492	1499
2014	1508	1501	1406	1381	1351	1404	1382	1302	1431	1454	1497	1492
2015	1643	1717	1620	1521	1629	1556	1598	1496	1556	1564	1620	1619
2016	1721	1661	1595	1502	1498	1536	1547	1467	1596	1607	1627	1676
2017	1841	1727	1609	1518	1524	1617	1548	1517	1582	1613	1721	1704
2018	1714	1835	1783	1536	1561	1607	1576	1529	1608	1620	1661	1704
2019	1828	1714	1643	1583	1551	1588	1580	1504	1569	1583	1601	1617
Povprečje	1633	1640	1552	1448	1455	1491	1478	1421	1496	1513	1562	1575

Vir: Entsoe (brez datuma).

Priloga 3: Mesečne kumulativne padavine v Sloveniji v obdobju 2010–2019 [mm/m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
2010	41	131	103	147	582	355	354	552	1069	319	538	280
2011	67	22	265	97	281	594	480	239	339	517	59	142
2012	35	31	44	450	376	368	566	276	565	541	640	111
2013	70	110	234	209	656	189	167	383	497	397	576	219
2014	461	360	165	215	295	445	518	617	548	291	897	161
2015	106	48	244	88	427	516	506	344	822	618	70	2
2016	446	488	175	357	432	832	466	564	259	644	619	14
2017	64	209	141	535	287	431	305	349	822	173	287	316
2018	168	132	298	335	354	252	301	373	270	438	285	86
2019	143	321	181	413	507	182	299	298	346	216	833	371
Povprečje	160	185	185	284	420	416	396	399	554	415	480	170

Vir: ARSO (brez datuma).

Priloga 4: Povprečni mesečni pretoki rek v Sloveniji v obdobju 2010–2019 [m³/s]

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
2010	525	520	500	461	769	595	366	440	957	609	1007	1027
2011	543	306	480	360	402	670	414	387	348	533	349	394
2012	255	187	204	460	498	549	530	368	533	776	1322	703
2013	448	474	799	932	1016	724	413	312	411	465	948	516
2014	936	1285	793	669	708	573	557	632	852	477	1312	708
2015	402	340	473	475	613	443	339	363	494	669	328	217
2016	466	733	628	522	657	780	504	484	346	431	923	368
2017	268	513	499	621	639	566	429	416	893	450	602	978
2018	675	479	690	921	797	598	408	289	384	572	777	330
2019	253	614	310	483	735	730	382	318	323	278	1289	804
Povprečje	477	545	538	590	683	623	434	401	554	526	886	605

Vir: ARSO (brez datuma).

Priloga 5: Povprečna mesečna proizvodnja hidroelektrarn v Sloveniji v obdobju 2010–2019 [MW]

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
2010	379	332	369	389	602	574	376	434	553	498	686	622
2011	454	305	346	344	407	628	411	383	324	400	318	280
2012	208	182	188	351	466	493	511	413	507	588	667	522
2013	363	359	501	701	800	678	441	344	364	434	701	449
2014	698	805	790	792	796	701	642	687	783	495	806	677
2015	456	382	385	381	562	569	466	474	521	671	399	288
2016	344	540	553	564	647	782	594	581	376	417	651	366
2017	258	357	390	344	497	474	433	454	739	442	524	632
2018	535	391	561	886	851	676	440	375	467	373	660	339
2019	258	458	347	538	710	737	433	361	382	298	825	673
Povprečje	395	411	443	529	634	631	475	451	502	462	624	485

Vir: Entsoe (brez datuma).

Priloga 6: Povprečno mesečno sončno obsevanje v Sloveniji v obdobju 2014–2019 [kWh/m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
2014	31	55	142	172	233	261	203	194	130	101	33	38
2015	42	72	144	206	212	263	257	217	146	75	67	38
2016	40	47	110	188	208	243	259	234	178	76	46	49
2017	52	63	158	191	251	261	283	247	107	120	43	36
2018	45	68	107	217	221	256	240	236	172	101	39	41
2019	53	112	151	165	165	291	260	190	156	105	35	47
Povprečje	44	69	135	190	215	262	250	219	148	96	44	42

Vir: ARSO (brez datuma).

Priloga 7: Povprečna mesečna proizvodnja sončnih elektrarn v Sloveniji v obdobju 2014–2019 [MW]

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
2014	13	19	37	37	48	49	45	40	34	32	17	15
2015	17	24	35	43	37	42	40	41	29	20	25	19
2016	18	16	27	37	36	39	39	42	37	20	15	21
2017	25	19	37	38	41	43	44	48	28	28	12	10
2018	12	6	18	43	44	46	44	43	35	25	9	9
2019	10	26	30	30	28	47	45	40	33	26	10	10
Povprečje	16	18	31	38	39	44	43	42	33	25	15	14

Vir: Entsoe (brez datuma).