

Energiebeauftragte Stadt Zürich

Update der Grundlagen für Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Energieversorgung von Gebäuden im Eigentum der Stadt Zürich

Schlussbericht
2. Dezember 2021

Erarbeitet durch

econcept AG, Gerechtigkeitsgasse 20, CH-8002 Zürich
www.econcept.ch / + 41 44 286 75 75

Autoren/innen

Mariacarla Capillo, MSc in International and Monetary Economics
Walter Ott, lic. oec. publ., Ökonom, dipl. El. Ing. ETH, Raumplaner ETH/NDS
Beat Meier, Dr. sc. ETH, Dipl. Ing.-Agr. ETH
Reto Dettli, dipl. Masch. Ing. ETH, Dipl. NDS ETHZ in Betriebswissenschaften

Begleitgruppe

Martina Blum (DIB)
Silvia Banfi Frost (DIB)
Carmine Del Cotto (IMMO)
Etienne Eigle (ewz)
Stefan Fehlmann (AHB)
Florian Hug (ewz)
Thomas Kessler (AHB)
Annick Lalive d'Epinay (LSZ)
Stefan Lutz (LSZ)
Tian Lutz (UGZ)
Michael Reichert (e360)
Franz Sprecher (AHB)
Hanspeter Wegmann (ERZ)

Inhalt

1	Ausgangslage und Auftrag	1
2	Zusammenfassung der Resultate	2
3	Gesetzliche und energiepolitische Rahmenbedingungen	3
3.1	CO ₂ -Abgabe	3
3.2	Liberalisierung Strommarkt	3
4	Kalkulatorischer Zinssatz	6
4.1	Langfristige Einflussfaktoren auf den Realzinssatz	6
4.2	Kurz- und mittelfristige Entwicklungen Realzinssatz	7
4.3	Einschätzung des allgemeinen Immobilienrisikos	9
4.4	Fazit zum kalkulatorischen Zinssatz	11
5	Ausgangspreise und Preisprognosen	12
5.1	Heizöl	12
5.2	Erdgas	16
5.3	Biogas	18
5.4	Elektrizität	20
5.5	Energieholz	22
5.6	Fernwärme mit Nutzung von Kehrrechtwärme	23
5.7	Wärmeverbunde	26
6	Externe Wirkungen	29
7	Aktualisierungen	30
	Literatur	31
A-1	Umrechnungsfaktoren	33

1 Ausgangslage und Auftrag

Die Wirtschaftlichkeit von Energiesparinvestitionen, Wärmeversorgungsoptionen und Anlagen zur Produktion erneuerbarer Energie hängt massgeblich von zukünftigen Energiepreisen sowie der Teuerung ab. Die Stadt Zürich gibt deshalb basierend auf dem Stadtratsbeschluss 46/1998 («Richtlinien zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Energiesparmassnahmen» vom 7.1. 1998) Energiepreise und kalkulatorische Zinsen für die stadintern zu verwendenden Wirtschaftlichkeitsanalysen als Grundlage für Investitionsentscheide zu Effizienzmassnahmen und Anlagen für erneuerbare Energien vor.

Der zu verwendende kalkulatorische Zinssatz, die Preisprognosen und die kalkulatorischen Energiepreiszuschläge zur Internalisierung externer Kosten werden alle fünf Jahre überprüft und bei Bedarf neu festgelegt. Im Jahr 2017 wurden diese Energiepreise sowie die erwarteten Preissteigerungen letztmals überprüft und bei Bedarf aktualisiert (econcept 2017). Die vorliegende Studie baut auf diesen Vorarbeiten auf und soll im Rahmen des 5-Jahres-Rhythmus Energiepreise, erwartete Preisveränderungen, kalkulatorische Zinsen sowie, falls neue Grundlagen dazu verfügbar sind, kalkulatorische Energiepreiszuschläge zur Berücksichtigung externer Kosten überprüfen und an die neusten verfügbaren Quellen aus der Schweiz anpassen.

Damit soll sichergestellt werden, dass die Investitionsentscheide für Energiesparinvestitionen und Anlagen erneuerbarer Energien auch in Zukunft auf Basis aktueller in der Schweiz verfügbarer Zahlen gefällt werden.

2 Zusammenfassung der Resultate

Kalkulatorischer Zinssatz

Wir empfehlen, den kalkulatorischen Zinssatz für Investitionen von Kantonen und Gemeinden von 2.5% auf 2.25% zu senken.

Ausgangspreise und Preisprognosen für die einzelnen Energieträger

Wir empfehlen die Verwendung folgender Ausgangspreise und Preisentwicklungen:

Energieträger	Ausgangspreis 2021 in Rp./kWh (inkl. MWST & Abgaben)	Preisannahme 2050 in Rp./kWh (inkl. MWST & Abgaben)	Konstante jährliche Preisänderung bis 2050 in Rp./kWh
Elektrizität			
Elektrizität	21.7	31.6	+0.342
Elektrizität (Rückliedertarif)	6.8	6.8	0
Brennstoffe			
Heizöl (3'000-6'000 Liter)	8.0	6.8	-0.044
Erdgas (50'000 kWh)	8.1	7.2	-0.028
Biogas (50'000 kWh)	14.5	Bis 2030: 14.5 (evtl. leicht steigend)	Nach 2030 tendenziell steigender Preis*
Energieholz (Holzschnitzel, Laubholz)	5.5	7.5	+0.070
Energieholz (Holzschnitzel, Nadelholz)	5.6	7.5	+0.067
Energieholz (Pellets)	7.2	10.0	+0.098
Fernwärme und Wärmeverbunde			
Fernwärme mit Nutzung von Kehrrihtwärme	8.4	10.3	+0.060
Energieverbund Altstetten und Höngg	14.2	21.0	+0.222
Seewasserverbund Seefeld	17.8	22.0	+0.154

Tabelle 1: Zusammenfassung: Ausgangspreise und Preisentwicklungen für die einzelnen Energieträger in Rp./kWh.

* In der Projektbegleitgruppe wurde die Biogas-Preisentwicklung bis 2030 kontrovers eingeschätzt. Ein Teil rechnet mit steigenden Preisen und ein Teil mit konstanten Preisen. Bei künftigen Anpassungen der Richtlinie (mindestens alle 5 Jahre) soll die dann zu erwartende Preisentwicklung neu evaluiert werden.

3 Gesetzliche und energiepolitische Rahmenbedingungen

Im Folgenden werden zwei für die Energiepreisentwicklung relevante gesetzliche und energiepolitischen Rahmenbedingungen erläutert, nämlich die CO₂-Abgabe und die Liberalisierung des Strommarktes. Für die künftige Entwicklung dieser Rahmenbedingungen werden Annahmen getroffen, welche in die Energiepreisszenarien einfließen.

3.1 CO₂-Abgabe

Die CO₂-Abgabe auf fossile Brennstoffe beträgt per Anfang 2021 96 CHF/t CO₂. Falls die Emissionsziele 2022 nicht erreicht werden, kann sie auf maximal 120 CHF/t CO₂ erhöht werden¹, was aufgrund der aktuellen Emissionsentwicklung vom Bundesrat angekündigt wurde.

Weil die Emissionsziele gemäss CO₂-Gesetz bisher nicht erreicht wurden, wird von der angekündigten Erhöhung der CO₂-Abgabe auf 120 CHF/t CO₂ per 2022 ausgegangen. Dieser Wert wird aufgrund der unklaren Situation nach der gescheiterten Revision des CO₂-Gesetzes bis 2050 fortgeschrieben.

3.2 Liberalisierung Strommarkt

Zurzeit wird durch den Bundesrat der zweite Liberalisierungsschritt des Strommarktes vorbereitet². Seit dem Jahr 2009 können Grossverbraucher (Stromverbrauch ab 100'000 kWh/a) ihren Stromlieferanten selbst wählen. Neu sollen auch Haushalte und kleine Betriebe eine freie Wahl ihres Stromlieferanten haben³. Die Liberalisierung des Strommarktes schreitet voran und obwohl noch kein genauer Zeitpunkt für die Umsetzung festgelegt wurde, kann erwartet werden, dass die weitere Liberalisierung in den nächsten Jahren erfolgen wird.

Im Zusammenhang mit den Energiepreisprognosen stellt sich die Frage, ob die Liberalisierung des Strommarktes mit tieferen Strompreisen einhergeht. Aus ökonomischer Sicht ist zwar unumstritten, dass Marktöffnungen mit positiven Wohlfahrtseffekten verbunden sind und Energieunternehmen aufgrund des stärkeren Konkurrenzdruckes Effizienzsteigerungen und tiefere Energiekosten realisieren können (Koch 2018). Die Kosten für die Stromproduktion (Energiekosten) machen allerdings nur ca. 35-50% der Stromkosten bei den Endverbrauchern/innen aus. Die restlichen Kostenkomponenten bestehen aus Netzkosten,

¹ Medienmitteilung BAFU vom 15. Juni 2021: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/dossiers/klimaschutz-und-co2-gesetz/auslaufende-massnahmen.html> [Stand URL: 21.06.2021]

² Medienmitteilung BFE vom 3. April 2020: <https://www.uvek.admin.ch/uvek/de/home/uvek/medien/medienmitteilungen.msg-id-78665.html> [Stand URL: 05.05.2021]

³ Haushalte und kleine Betriebe haben allerdings das Recht, in der Grundversorgung zu bleiben oder jederzeit vom freien Markt in die Grundversorgung zurückzuwechseln. In der Grundversorgung soll standardmässig 100% erneuerbarer Schweizer Strom geliefert werden.

Messkosten, administrativen Kosten sowie Steuern und anderweitigen Abgaben, wie beispielsweise dem Netzkostenzuschlag zur Förderung erneuerbarer Energien. Für die künftige Strompreisentwicklung wird der Preis für die Endverbraucher/innen in die drei folgenden Komponenten unterteilt:

- 1 **Energiekosten:** Zur Abschätzung der Entwicklung der reinen Energiekosten werden die Energieperspektiven 2050+ herangezogen: Es wird angenommen, dass sich die Stromproduktionskosten in der Schweiz in gleichem Masse entwickeln wie die Stromgrosshandelspreise aus den Energieperspektiven 2050+ im Szenario «ZERO Basis» (vgl. Tabelle 2). Im Szenario «ZERO Basis» (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») wird 2050 das Ziel Netto Null erreicht. Im Szenario wird angenommen, dass die Energieeffizienz in der Schweiz rasch und umfassend gesteigert und das Energiesystem stark elektrifiziert wird. Die Stromproduktion aus inländischen erneuerbaren Energien wird so schnell ausgebaut, dass bis 2050 eine ausgeglichene Jahresbilanz erreicht wird. Saisonal werden dabei jedoch Produktionsüberschüsse im Sommer und ein Defizit im Winter resultieren. Aufgrund der starken Elektrifizierung des gesamten Energiesystems und dem Wegfall der Kernenergie wird mit Preiserhöhungen bis 2050 gerechnet, welche nach 2040 infolge stark steigender CO₂-Preise in der EU zu deutlich höheren Strom-Grosshandelspreisen führen: Für 2050 geht das Szenario von einem Grosshandelspreis (Jahresdurchschnittspreis) von 17.5 Rp./kWh aus, was fast einer Verdreifachung des Grosshandelspreises von 2020 entspricht (vgl. Tabelle 2)⁴.

Stromgrosshandelspreise in der Schweiz in CHF/MWh	Szenario	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	ZERO Basis	60.8	63.6	62.3	89.5	104.2	155.4	174.5

Tabelle 2: Stromgrosshandelspreis Schweiz aus dem Szenario «ZERO BASIS» (Jahresdurchschnitt), Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre, exkl. MWST. Quelle: Energieperspektiven 2050+.

Wie sich die Strompreise ab 2040-2045 entwickeln werden ist aber extrem ungewiss und hängt sehr stark von den bis dann stattgefundenen Technologie- und Kostenentwicklungen, von den erfolgten Emissionsreduktionen sowie der künftigen Marktorganisation ab.

- 2 **Netzkosten:** Die Entwicklung der Netzkosten hängt von diversen Faktoren ab: In der EU ist die Zunahme der Netzkosten teilweise auf die Verlagerung zu dezentraler Wind- und Solarkraft zurückzuführen (Anschluss- und Redispatchkosten; Koch 2018). Auch zeigen Gupta et al., dass der vermehrte Einsatz von Photovoltaik, Elektromobilität und Wärmepumpen zu einem viel höheren Leistungsbedarf im Stromnetz und somit zu einem grösseren und schwerer planbaren Netzausbau mit entsprechenden Mehrkosten führt (Gupta et al., 2021). Auf der untersten Netzebene dämpft die zunehmende Anzahl

⁴ Prognos geht davon aus, dass auch in der EU bis 2050 ein Netto Null-Ziel verfolgt wird. Damit die letzten noch benötigten fossilen Kraftwerke ausser Betrieb genommen werden (gemäss der merit order), muss im europäischen Strommarktmodell ein sehr hoher CO₂-Preis zur Anwendung kommen. Zusätzlich treiben auch hohe Wasserstoffpreise den Preis für die Grenzproduktionskapazitäten nach oben.

der dezentralen Einspeisungen unter Umständen den erforderlichen Netzausbau für die erwähnte Mehrnachfrage. Daneben können künftig Smart Grid-Technologien mit-helfen, die steigende Nachfrage (z.B. WP im Winterhalbjahr) besser auf die verfügba-ren Netzkapazitäten abzustimmen und diese optimaler zu nutzen. Es ist davon auszu-gehen, dass zur optimalen Bewirtschaftung und Nutzung der dezentralen PV-Produktionskapazitäten Speicherkapazitäten zum Tag-/Nachtausgleich und allenfalls zum Ausgleich über 2-3 Tage installiert werden. Das kann vom einzelnen Prosumer mit einem an seine Anlage gekoppelten Speicher oder durch das EVU mit Quartierspei-chern erfolgen. In ersten Fall tragen die Prosumer die Speicherkosten als Teil der An-lagekosten, im zweiten Fall ist davon auszugehen, dass die Speicherkosten Teil der vom EVU verrechneten Netzkosten sind, was zu tendenziell höheren Netzkosten füh-ren dürfte. Welche Einsatzdispositive sich durchsetzen werden, hängt von der Entwick-lung der Rahmenbedingungen für den Einsatz von Speichern, sowie von der Kosten-entwicklung der Speichertechnologien ab. In dieser Situation gehen wir von künftig konstanten Netzkosten aus. Sollten die Netzkosten aber deutlich steigen, dann könnte entweder dieses Kostenelement ad hoc angepasst oder bei der künftigen Revision der Richtlinie berücksichtigt werden.

- 3 Steuern und anderweitige Abgaben:** Wie sich die Steuern und anderweitigen Abga-ben in Zukunft entwickeln, hängt grösstenteils von politischen Faktoren, insbesondere der Ausgestaltung der Klima- und Energiepolitik ab – beispielsweise ob die Abgaben zur Förderung erneuerbarer Energien erhöht werden. In den Energiepreisprognosen gehen wir von konstanten Steuern- und Abgaben aus.

4 Kalkulatorischer Zinssatz

Der kalkulatorische Zinssatz ist eine zentrale Einflussgrösse bei der Bestimmung der Wirtschaftlichkeit von Projekten. Für Immobilien im Allgemeinen setzt sich dieser zusammen aus dem Realzinssatz einer risikofreien Anlage (dies entspricht der Zeitpräferenzrate) sowie dem allgemeinen Immobilienrisiko⁵.

Für spezifische Immobilien muss durch die Investoren/innen ausserdem das objektspezifische Risiko berücksichtigt werden. Zu objektspezifischen Immobilienrisiken werden allerdings wie bereits in econcept (2014) keine Aussagen gemacht.

Im Folgenden werden die lang- und kurzfristigen Faktoren, welche die Realzinsen beeinflussen sowie die Entwicklung des allgemeinen Immobilienrisikos diskutiert.

4.1 Langfristige Einflussfaktoren auf den Realzinssatz

In econcept (2014) wurden die langfristigen Einflussfaktoren auf das Realzinsniveau ausführlich beschrieben. Dazu gehören insbesondere das Wachstum der Erwerbsbevölkerung, die Liberalisierung der Finanz- und Warenmärkte, die Stabilität im politischen und rechtlichen Umfeld, die demographische Entwicklung sowie die Fiskalpolitik der Staaten. All diese Einflussfaktoren erklären auch heute noch ein anhaltend tiefes Realzinsniveau, welches seit 2014 sogar weiter gesunken ist. Gemäss Kaufmann (2020) spielen für den weltweit zu beobachtenden Realzinsrückgang auch noch weitere Aspekte eine Rolle:

- *Präferenz für sichere Anlagen*: Die erhöhte Sparneigung, welche aufgrund der Alterung der Gesellschaft sowie der Wirtschaftspolitik aufstrebender asiatischer Länder zu beobachten ist, tangiert hauptsächlich die Nachfrage nach sicheren Anlagen, wie beispielsweise Staatsobligationen von Industriestaaten. Auch die regulatorischen Anforderungen im Bankensektor und bei den Pensionskassen sowie die expansive Geldpolitik vieler Zentralbanken haben die Nachfrage nach sicheren Anlagen verstärkt, was das Realzinsniveau dieser Anlagekategorie weiter senkt.
- *Rückläufiges Produktivitätswachstum*: Ein weltweit zu beobachtendes rückläufiges Produktivitätswachstum wirkt sich negativ auf das Realzinsniveau aus, da Realzinsen grundsätzlich die erwartete Rendite von neuen Investitionen widerspiegeln.

Diese Einschätzungen lassen insgesamt bei den Realzinsen auf ein langfristig anhaltendes Tiefzinsniveau schliessen. Es gilt allerdings zu beachten, dass kurz- und mittelfristige Entwicklungen wie beispielsweise die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie sowie die (damit verbundene) expansive Geld- und Fiskalpolitik das Zinsniveau kurz- und mittelfristig beeinflussen können.

⁵ Um den nominalen kalkulatorischen Zinssatz zu berechnen, wird zum realen kalkulatorischen Zinssatz die Inflationsrate hinzuaddiert.

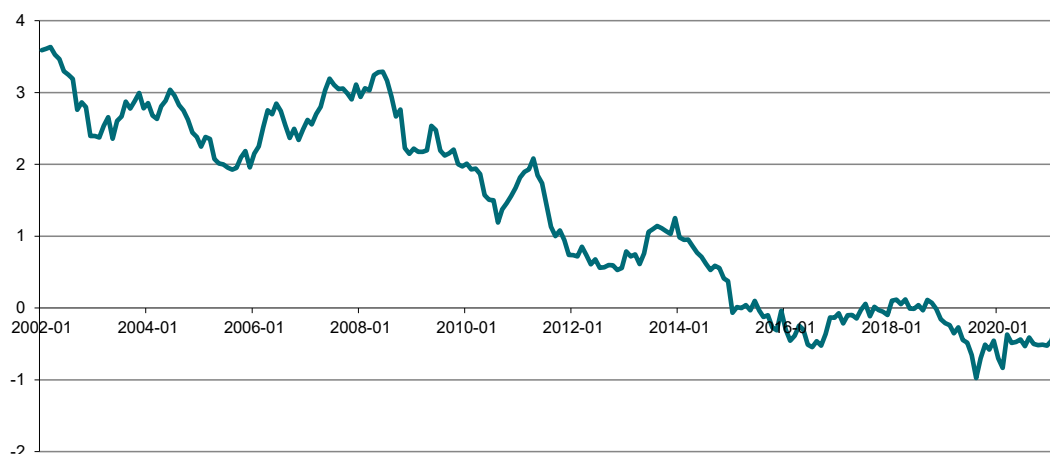
4.2 Kurz- und mittelfristige Entwicklungen Realzinssatz

Renditen von 10-Jahres-Bundesobligationen und Inflationserwartungen

Folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Renditen von Obligationen der Eidgenossenschaft (pseudo-risikofreie Anlagen) mit einer Laufzeit von 10 Jahren zwischen 2002 bis anfangs 2021. Diese Renditen sind als pseudo-risikofreie Nominalzinsen zu interpretieren – um daraus die pseudo-risikofreien Realzinsen abzuleiten, muss die Inflation abgezogen werden⁶.

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass die (nominalen) Renditen von Obligationen der Eidgenossenschaft über diesen Betrachtungszeitraum infolge der sehr expansiven Geldpolitik der grossen Notenbanken, wie der Schweizerischen Nationalbank, der EZB oder der US-Notenbank Fed, markant gesunken sind und mittlerweile im negativen Bereich liegen.

Nominale Renditen von Obligationen der Eidgenossenschaft 2002 bis 2021



econcept

Figur 1: Nominale Renditen von Obligationen der Eidgenossenschaft mit Laufzeit 10 Jahre (Kassazinssätze, Monatswerte). Quelle: Schweizerische Nationalbank SNB.

Erstmals in den negativen Bereich gerutscht sind die Renditen von 10-Jahres-Bundesobligationen in der Schweiz im Jahr 2015, als die Schweizerische Nationalbank im Januar 2015 den Euro-Mindestkurs aufgehoben und Negativzinsen eingeführt hat, um eine signifikante Frankenaufwertung zu verhindern. Die Schweizerische Nationalbank betreibt seit her eine stark expansive Geldpolitik, was seit dem Jahr 2015 zu extrem tiefen bzw. zu negativen Nominalzinssätzen geführt hat (siehe Figur 1).

Da Nominalzinsen direkt von den künftigen Inflationserwartungen abhängen, muss für die Einschätzung der künftigen Entwicklung der Nominalzinsen abgeschätzt werden, inwieweit die Inflation in den nächsten Jahren anziehen wird. Gemäss Bofinger (2020) ist die Preisentwicklung in den fortgeschrittenen Volkswirtschaften hauptsächlich von den Entwicklungen am Arbeitsmarkt und von den Preisentwicklungen am Ölmarkt geprägt. Da die Arbeitslosigkeit während der Covid-19-Pandemie zugenommen hat und gleichzeitig längerfristige

⁶ Dieser Zusammenhang wird durch die Fisher-Gleichung beschrieben: $Realzins_t \approx Nominalzins_t - Inflationserwartung_{t+1}$

strukturelle Veränderungen (wie geringere Mobilität, erhöhte Digitalisierung oder geringere Nachfrage nach unqualifizierten Arbeitskräften) negative Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt hatten, deutet dies nicht auf einen signifikanten Inflationsdruck hin.

Seit 2020 haben die Zentralbanken zur Bekämpfung der wirtschaftlichen Folgen der Covid-19-Pandemie immense zusätzliche Geldsummen in Umlauf gebracht. Gleichzeitig wurden von den Staaten grosse fiskalpolitische Hilfspakete geschnürt. Im Zuge dieser Entwicklungen stellt sich nun zunehmend die Frage, ob diese stark expansiven geld- und fiskalpolitischen Massnahmen steigende Inflationsraten auslösen werden. Gemäss der Schweizerischen Nationalbank (SNB 2021) hat die Inflation in einigen Ländern bereits leicht zugenommen. Auch in der Schweiz gehen die Prognosen der Schweizerischen Nationalbank von einem leichten Anstieg der Inflation aus. Nachdem bis vor kurzem keine massive Zunahme der Inflationsdynamik erwartet wurde, hat aktuell die Unsicherheit über die künftige Inflationsentwicklung stark zugenommen. In den USA stieg die Inflation Ende Mai 2021 fast sprunghaft auf 5% und in Deutschland auf 2.5% gegenüber Mai 2020, was bei diversen Auguren Inflationsängste ausgelöst hat. Die Unsicherheit über die Entwicklung der Inflation in den Industrienationen bleibt also bestehen. Dies umso mehr, weil durch die pandemiebedingten Handelsbeschränkungen bei strategischen Rohstoffen Knappheiten entstanden sind, welche zurzeit die Rohstoffpreise nach oben treiben, mit entsprechendem Inflationspotenzial. Steigende Inflationsraten könnten auch dann resultieren, wenn

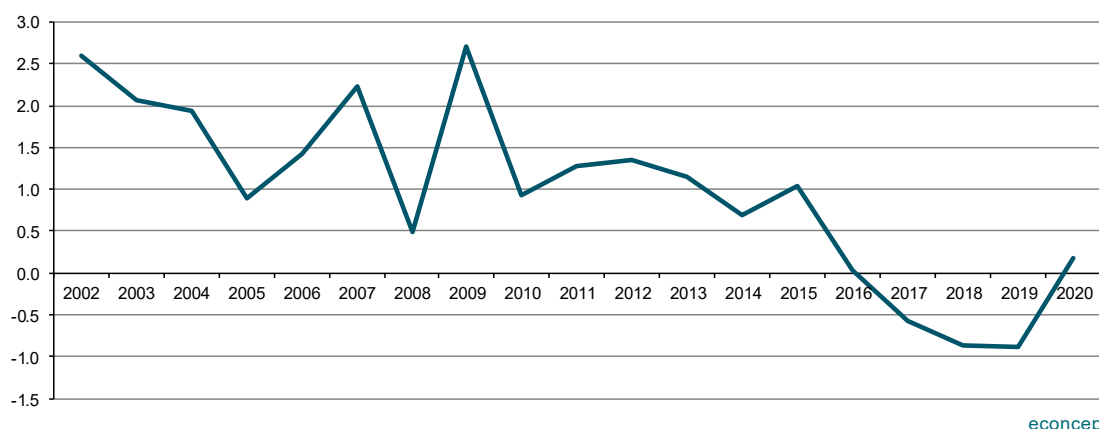
- nach dem Abflauen der Pandemie aufgestauter Konsum plötzlich am Markt nachfragewirksam wird, die Produktionskapazitäten überfordert und Preisdruck erzeugt;
- Bestrebungen zur Reduktion von Beschaffungsrisiken durch die Verkürzung globaler Lieferketten zugunsten regionaler Herstellung zu Kostenschüben infolge geringerer globaler Arbeitsteilung führen.

Dem wirken auf der anderen Seite die Effizienzsteigerungen durch das weitere Vordringen von IT und künstlicher Intelligenz entgegen.

Um von den Nominalzinsen (ex post) die Realzinsen abzuleiten, müssen die jeweiligen Inflationsraten von den Nominalzinsen abgezogen werden. Die realen Renditen der 10-Jahres-Bundesobligationen sind in Figur 2 dargestellt. Wie bei den Nominalzinsen ist zwischen 2009 und 2019 ein negativer Trend erkennbar. Zwischen 2016 und 2019 befanden sich die realen Renditen sogar im negativen Bereich. Seit 2019 haben die realen Renditen allerdings wieder zugenommen und liegen 2020 bei einem Wert von 0.2%.

Der Wert von 0.2% im Jahr 2021 ist ungefähr 0.5 Prozentpunkte tiefer als der Wert von 2014 (Zeitpunkt der letzten Festlegung der kalkulatorischen Zinsen). Dies spricht für eine leichte Senkung des kalkulatorischen Zinssatzes.

Reale Renditen von Obligationen der Eidgenossenschaft 2002 bis 2021



Figur 2: Reale Renditen von Obligationen der Eidgenossenschaft mit Laufzeit 10 Jahre (Kassazinssätze, Jahresdurchschnitte berechnet aus Monatswerten) abzüglich der Jahreststeuerung (LIK) . Quelle: Schweizerische Nationalbank SNB, Bundesamt für Statistik.

Fazit

Sowohl die Nominal- als auch die Realzinsen sind zwischen 2008/2009 und 2020 von einer sinkenden Entwicklung geprägt. Seit der letzten Aktualisierung der kalkulatorischen Zinssätze im Jahr 2014 haben die Realzinsen deutlich abgenommen. Aus diesem Grund empfehlen wir, die kalkulatorischen Zinssätze leicht zu senken.

Zur zukünftigen Entwicklung der Nominalzinsen und der Inflation sind zuverlässige Aussagen zurzeit sehr schwierig zu treffen. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass der Inflationsdruck zunehmen wird und in der Folge die Nominalzinsen wieder steigen werden. Die grundlegenden Einflussfaktoren bei den Realzinsen bleiben jedoch gleich, so dass wir von keiner deutlichen Zunahme der risikolosen Realzinsen ausgehen.

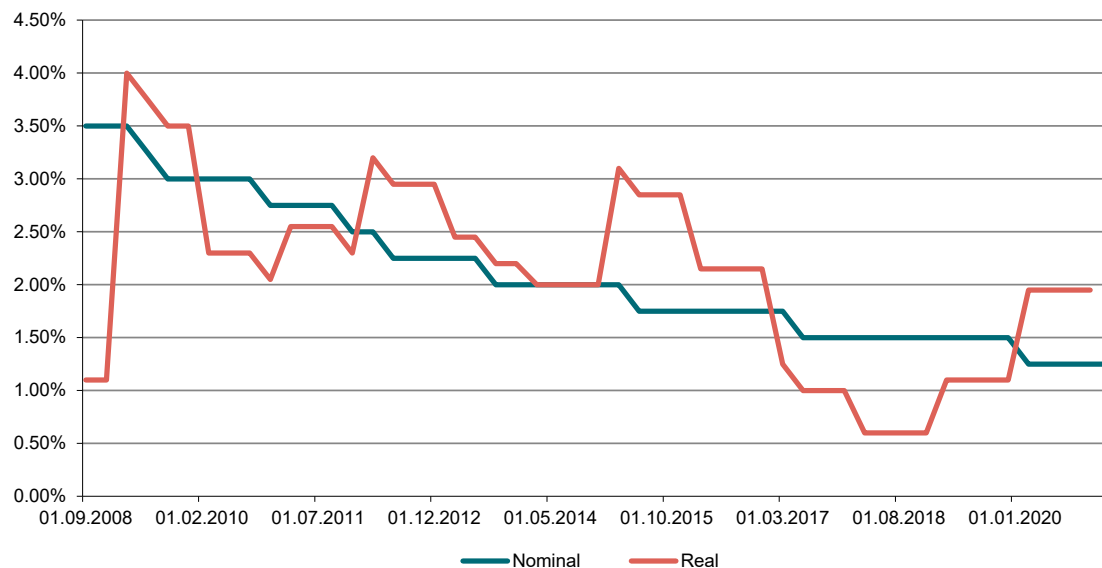
4.3 Einschätzung des allgemeinen Immobilienrisikos

Zur Abschätzung des allgemeinen Immobilienrisikos kann der hypothekarische Referenzzinssatz (volumengewichtetes Mittel der Zinsen aller schweizweit laufenden Hypotheken) beigezogen werden: Die Differenz zwischen dem realen risikolosen Zinssatz, welcher 2020 0.2% betrug und dem realen hypothekarischen Zinssatz wird als allgemeines Immobilienrisiko interpretiert. Bei einem realen hypothekarischen Zinssatz von 1.95% im Jahr 2020 (siehe Figur 3) beträgt das allgemeine Immobilienrisiko somit rund 1.7%. Dies ist nur leicht höher als im Jahr 2014 (letzte Aktualisierung des kalkulatorischen Zinssatzes), als das allgemeine Immobilienrisiko 1.3% betrug. Die Entwicklung des hypothekarischen Referenzzinssatzes ist in Figur 3 dargestellt, die Entwicklung des allgemeinen Immobilienrisikos in Figur 4.

Im historischen Vergleich ist der nominale hypothekarische Referenzzinssatz (Figur 3) von einer sinkenden Entwicklung geprägt. Betrug er im Jahr 2014 noch 2%, so befindet sich dieser seit Anfang 2020 auf einem Niveau von 1.25%. Beim realen hypothekarischen Re-

ferenzzinssatz ist die Entwicklung nicht eindeutig: Zwar ist auch hier im historischen Vergleich eine tendenziell sinkende Entwicklung festzustellen, allerdings ist der Wert seit 2018 wieder angestiegen, was auf die Abnahme der Inflation zwischen 2018 und 2020 zurückzuführen ist.

Entwicklung des Referenzzinssatzes 2008 bis 2021



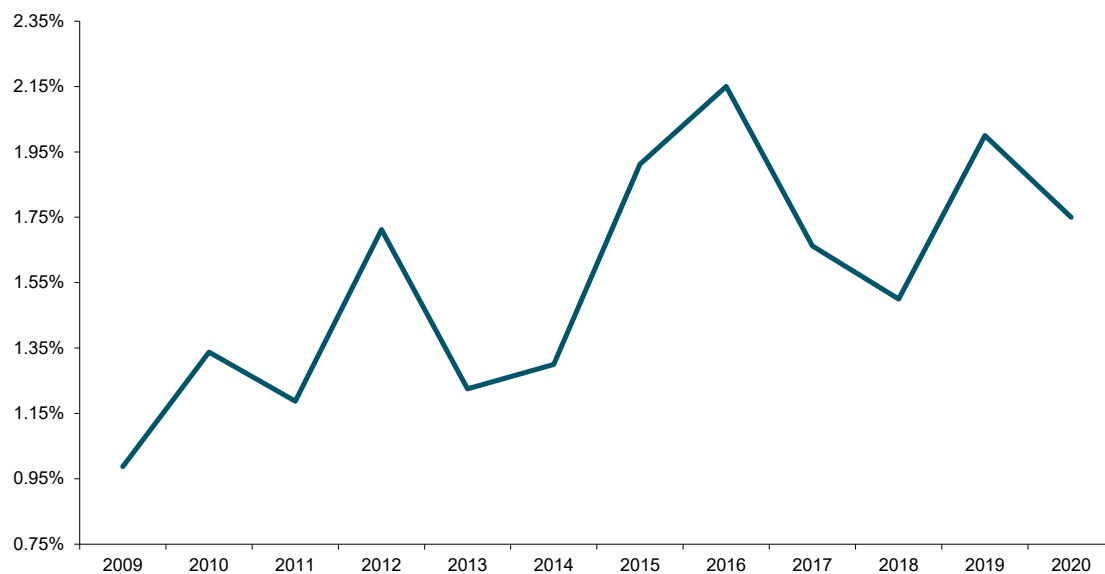
econcept

Figur 3: Entwicklung des hypothekarischen Referenzzinssatzes von 2008 bis 2021. Quelle: HEV Schweiz, BFS

Das allgemeine Immobilienrisiko (Figur 4) bewegt sich in einer Bandbreite zwischen 0.95% und 2.15% und weist seit dem Jahr 2009 eine leicht steigende Entwicklung auf. In den nächsten Jahren ist eine weitere Zunahme des allgemeinen Immobilienrisikos nicht auszuschliessen: Die in econcept (2014) getätigte Einschätzung, dass sich in den letzten Jahren aufgrund von steigenden Immobilienpreisen und einem Wachstum in der gesamten Kreditsumme für Wohnliegenschaften tendenziell ein Ungleichgewicht am Hypothekar- und Immobilienmarkt gebildet hat, gilt weiterhin. Gemäss der Schweizerischen Nationalbank (SNB 2021) ist die Nachfrage nach Immobilien in den vergangenen Jahren aufgrund des Tiefzinsumfelds vergleichsweise hoch gewesen. Zudem hat sich gerade während der Covid-19-Pandemie diese Nachfrage noch einmal verstärkt, weil mehr Menschen das Bedürfnis nach grösserem oder eigenem Wohnraum verspürten. Die Immobilienpreise sind entsprechend gestiegen. Der UBS-Immobilienblasenindex geht zwar eher von einer temporären Überhitzung anstatt von einer nachhaltigen Blase aus (NZZ vom 06.11.2020⁷). Mittelfristig ist ein höheres allgemeines Immobilienrisiko nicht auszuschliessen.

⁷ <https://www.nzz.ch/finanzen/die-ubs-sieht-den-immobilienmarkt-in-einer-blase-ld.1585662?reduced=true> [Stand 06.05.2021] URL:

Allgemeines Immobilienrisiko



econcept

Figur 4: Entwicklung des allgemeinen Immobilienrisikos. Quelle: HEV Schweiz, BFS, SNB, eigene Berechnungen.

4.4 Fazit zum kalkulatorischen Zinssatz

Die Empfehlungen der SIA Norm 480 (SIA 2004) für den realen kalkulatorischen Zinssatz (= Realzinssatz plus allgemeines Immobilienrisiko) für Infrastrukturinvestitionen betragen

- für Bundesinvestitionen: 2.0% - 2.5%,
- bei Investitionen von Kantonen und Gemeinden: 2.5% - 3.0%,
- für private Schuldner mit guter Bonität und Projekte mit geringem Risiko: 3.0% - 3.5%.

Diese Empfehlungen wurden seit ihrer Publikation nicht mehr revidiert. In econcept (2014) wurde empfohlen, für die Wirtschaftlichkeitsberechnung die unteren Werten der Bandbreite der SIA Norm 480 zu verwenden.

Empfehlung Kalkulatorischer Zinssatz

Weil der reale risikolose Zinssatz gesunken und das allgemeine Immobilienrisiko seit 2014 nur leicht gestiegen sind, empfehlen wir, die kalkulatorischen Zinssätze aus econcept (2014) wie folgt zu senken und festzulegen:

- Für Bundesinvestitionen 1.75%
- Für Investitionen von Kantonen und Gemeinden 2.25%
- Für private Schuldner mit guter Bonität und Projekte mit geringem Risiko 2.75%

5 Ausgangspreise und Preisprognosen

In den folgenden Unterkapiteln werden Empfehlungen zu den in Wirtschaftlichkeitsrechnungen anzunehmenden Preisen sowie für deren Entwicklung während der Lebensdauer der jeweiligen Investitionen für die verschiedenen Energieträger erarbeitet. Dabei werden für jeden Energieträger ein aktueller Ausgangspreis sowie eine lineare Preisentwicklung bis zum Jahr 2050 bestimmt. Die Preise werden jeweils inkl. MWST angegeben.

5.1 Heizöl

Wie in econcept (2014) und econcept (2017) beschrieben, spielen für die Entwicklung des globalen Ölpreises und somit für die Entwicklung des Heizölpreises folgende Faktoren eine zentrale Rolle:

- Das wirtschaftliche Wachstum und der damit verbundene Ressourcenverbrauch, insbesondere in den Nicht-OECD Ländern, da diese langfristig einen grossen Teil der Nachfrage generieren werden.
- Klima- und energiepolitische Rahmenbedingungen, insbesondere ob das Pariser Übereinkommen effektiv umgesetzt wird sowie die Regulierungen zum CO₂-Ausstoss und zum Abbau von Ölvorkommen.
- Die Investitionen und das Kartellverhalten (Produktionsmengen) der OPEC-Länder und der übrigen ölproduzierenden Länder sowie die politische Stabilität der Länder/Regionen mit grossen Ölvorkommen.
- Die Steigerung der Ausbeute konventioneller Ölfelder (enhanced oil recovery) und die Erschliessung unkonventioneller Vorkommen. Sie stehen in einem direkten, wechselseitigen Zusammenhang mit der Technologieentwicklung sowie den Abbaumöglichkeiten und den resultierenden Förderkosten bei unkonventionellen Ölvorkommen.
- Fiskalpolitische Regulierungen, insbesondere die Investitionsmöglichkeiten in den Nicht-OPEC-Regionen wie beispielsweise in Russland.
- Die Konkurrenz durch synthetisch hergestellte Brenn- und Kraftstoffe sowie durch Biokraftstoffe.
- Die Entwicklung von neuen Fördertechniken für Substitutionsprodukte von Heizöl (beispielsweise «hydraulic fracturing» zur Förderung von Erdgas).
- Geo- und regionalpolitische Entwicklungen in den Hauptförderregionen, welche sich zu einem beträchtlichen Teil in Regionen mit hohem intra- und internationalem Konfliktpotenzial befinden (Produktionsausfälle, höhere Logistikkosten durch unsichere Transportwege infolge von Verzögerungen, Umwegfahrten, Attacken/Ausfällen und höheren Versicherungsgebühren beim Transport).

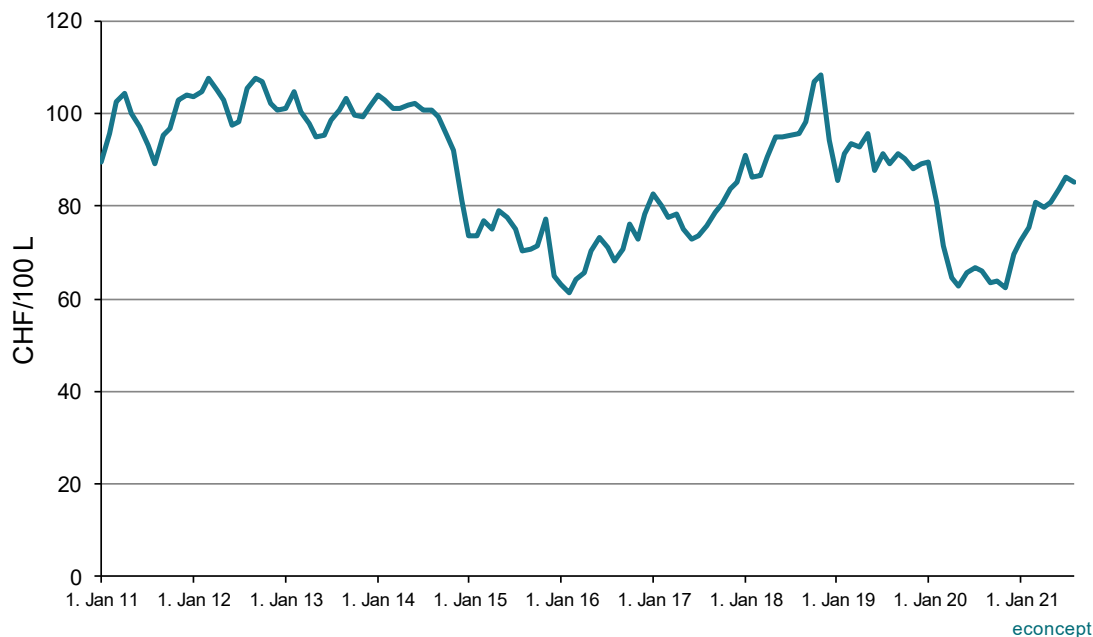
Um die Preisentwicklung von Heizöl in die Wirtschaftlichkeitsrechnung einfließen zu lassen, wird in einem ersten Schritt der Ausgangspreis von Heizöl bestimmt. In einem zweiten Schritt werden die verfügbaren Preisprognosen diskutiert und ein Preis für das Jahr 2050 festgelegt. Basierend auf dem Ausgangspreis und der Preisprognose wird in einem dritten Schritt ein linearer Preispfad berechnet. Dieser Preispfad setzt die für die Wirtschaftlichkeitsrechnung zu verwendende jährliche Preissteigerung von Heizöl fest.

Ausgangspreis Heizöl

Wie bisher soll bei der Festlegung des Ausgangspreises von Heizöl für die Wirtschaftlichkeitsrechnung aufgrund der hohen Volatilität der Heizölpreise nicht nur der aktuelle Heizölpreis verwendet werden, sondern ein Durchschnitt über die letzten drei Jahre.

Figur 5 zeigt die wöchentlichen Heizölpreise für die Stadt Zürich (Bezugsmenge 3001-6000 Liter, in CHF/100l, inkl. MWST und CO₂-Abgabe, Statistik Stadt Zürich, BFS 2021).

Heizölpreise Stadt Zürich 2011-2021



Figur 5: Monatliche Preise für Bezugsmengen von 3001-6000 Liter, inkl. MWST und CO₂-Abgabe. Alle Preise in CHF pro 100 Liter. Quelle: Statistik Stadt Zürich, Bundesamt für Statistik BFS.

Ausgangspreis Heizöl

Für die Bestimmung des Ausgangspreises beim Heizöl empfehlen wir einen Durchschnitt für Bezugsmengen von 3001-6000 Liter über die letzten 3 Jahre zu verwenden, um auch mittelfristige Ausschläge zu glätten. Per Ende April 2021 lag der geglättete Preis des Heizöls in der Schweiz bei 84 CHF/100l oder 8.0 Rp./kWh inkl. MWST.

In diesem Ausgangspreis ist die CO₂-Abgabe bereits enthalten. Der Abgabesatz von 96 CHF/t CO₂ entspricht 25.4 Rp./l Heizöl. Im Ausgangspreis von 84 CHF/100l ist somit eine Abgabe von 25.44 CHF/100l bzw. 2.45 Rp./kWh enthalten⁸.

Künftige Preisentwicklung Heizöl

Für die Abschätzung der künftigen Preisentwicklung von Heizöl wird der Ausgangspreis von 8.04 Rp./kWh aufgeteilt in eine Ölpreiskomponente (welche vom Weltmarktpreis abhängt), eine Abgabenkomponente (Mineralölsteuer, Carbur-Gebühr, CO₂-Abgabe und MWST), eine Komponente für den Transport sowie eine Handelsspanne. Die Aufteilung ist in Figur 6 ersichtlich, basiert auf Schätzungen des BFE (BFE 2017) und wird in den folgenden Absätzen erläutert.

Für die Prognose der Ölpreiskomponente dienen die Ergebnisse des Szenarios «ZERO Basis»⁹ der Energieperspektive 2050+. Diese sind in Tabelle 3 dargestellt. Konkret wird angenommen, dass sich der Weltmarktpreis für Öl (3.8 Rp./kWh, ergibt sich, wenn man vom Ausgangspreis von 8.04 Rp./kWh alle anderen Komponenten abzieht) im gleichen Mass entwickelt wie das Preisszenario für Erdöl bis 2050 in den Energieperspektiven. Diese gehen bis 2050 von einem Preisrückgang für Erdöl aus. Dies wird unter anderem damit begründet, dass die Länder im Pariser Übereinkommen ihre Reduktionsverpflichtungen umsetzen werden und daher die globale Nachfrage nach Erdöl sinken wird und dies trotz Wachstum des globalen BIP.

Energieträger	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erdöl	USD-2017/bbl	73	74	72	69	64	55	45
	CHF-2020 ¹⁰ /100l	43	44	42	41	38	32	27

Tabelle 3: Entwicklung der Weltmarktpreise für Erdöl aus Szenario «ZERO BASIS», Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre. Quelle: Energieperspektiven 2050+.

Die Prognose der Abgabenkomponente setzt sich aus den Prognosen für die verschiedenen Abgaben und Steuern zusammen. Für die CO₂-Abgabe (96 CHF/t CO₂ oder 2.45 Rp./kWh) wird eine Zunahme gemäss Kapitel 3.1 auf 120 CHF/t CO₂ oder 3.06 Rp./kWh bis 2050 prognostiziert. Die Carbur-Gebühr entspricht aufgrund des Abbaus der Heizölreserven im Moment einer Entschädigung von 0.144 Rp./kWh. Es wird angenommen, dass bis 2050 die Heizölreserven nicht mehr auf- und abgebaut werden und die Carbur-Gebühr deswegen 0 Rp./kWh betragen wird. Die Mineralölsteuer (zurzeit 0.03 Rp./kWh) sowie die Mehrwertsteuer (7.7%) werden bis 2050 auf einem konstanten Niveau belassen.

⁸ Vgl. Website BAFU: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/verminderungsmassnahmen/co2-abgabe/erhebung.html#:~:text=Der%20Kohlenstoffgehalt%20bestimmt%20deshalb%20die,25%20Rappen%20pro%20Liter%20Heiz%C3%B6l.> [Stand URL: 04.05.2021]

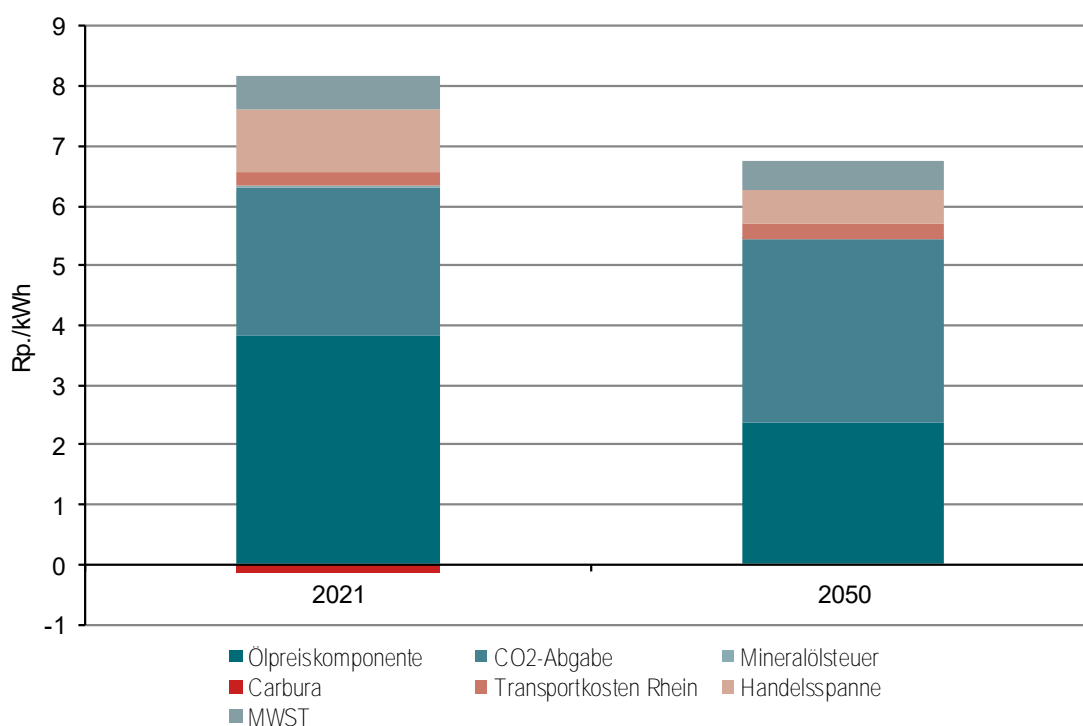
⁹ Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre (Prognos, TEP Energy, Infrac & Ecoplan, 2021)

¹⁰ Jahresmittelkurs 2020 von 0.938 CHF/USD. Quelle: Eidgenössische Steuerverwaltung ESTV

Auch die Preiskomponente für den Transport (zurzeit 0.23 Rp./kWh) und die Handels- spanne (25% des Ölweltmarktpreises) werden bis 2050 konstant fortgeschrieben.

Die Anteile der verschiedenen Preiskomponenten am Endverbraucherpreis sind in Figur 6 dargestellt. Es wird angenommen, dass der Heizölpreis von 8.04 Rp./kWh im Jahr 2020 auf 6.8 Rp./kWh im Jahr 2050 sinken wird. Während im Jahr 2020 der Grossteil des Heiz- ölpreises aus der Ölpreiskomponente besteht, wird im Jahr 2050 der Heizölpreis stärker durch die CO₂-Abgabe bestimmt. Insgesamt ergibt dies in der Periode von 2020 bis 2050 einer durchschnittlichen jährlichen Abnahme des Heizölpreises um 0.044 Rp./kWh.

Heizölpreise 2021 und 2050 für die Stadt Zürich



econcept

Figur 6: Zusammensetzung der Preise für Heizöl für die Stadt Zürich in Rp./kWh in den Jahren 2021 und 2050. Quelle: Energieperspektiven 2050+, eigene Berechnungen.

Preisentwicklung Heizöl

Für die Entwicklung des Heizölpreises mit Ausgangspreis 2021 von 84 CHF/100l oder 8.0 Rp./kWh schlagen wir einen linearen Preisentwicklungspfad mit einer konstanten jährlichen Preisabnahme von 0.044 Rp./kWh vor.

5.2 Erdgas

War die Preisentwicklung von Erdgas lange durch die Substituierbarkeit durch Rohöl mitbestimmt (IER 2010), ist die Entwicklung des Erdgaspreises heute vermehrt durch die Konkurrenzsituation zu den erneuerbaren Heizsystemen wie Wärmepumpen oder Holzheizungen geprägt. Wie Heizöl unterliegt Erdgas zudem der CO₂-Abgabe.

Ausgangspreis Erdgas

Energie360° besitzt heute kein reines Erdgasprodukt mehr. Als Ausgangspreis für Erdgas wird daher ein theoretischer Arbeitspreis aus den Gasprodukten von energie360° extrapoliert (für private Wärme, 50'000 kWh/Jahr). Der Preis setzt sich zusammen aus einer Erdgas-Beschaffungskomponente sowie einem Leistungspreis pro Jahr für Transport und Infrastruktur, welcher in Rp./kWh umgerechnet wird und zur Beschaffungskomponente addiert wird.

Ausgangspreis Erdgas

Für die Bestimmung des Ausgangspreises beim Erdgas empfehlen wir einen Durchschnitt für Bezugsmengen bis 50'000 kWh/a über die letzten 4 Quartale zu verwenden, um kurzfristige Ausschläge zu glätten¹¹. Per Anfang Juli 2021 liegt dieser Wert bei 8.1 Rp./kWh (Brennwert, inkl. MWST und CO₂-Abgabe).

Künftige Preisentwicklung Erdgas

Für die Preisprognose von Erdgas resp. Biogas wird dieselbe Methodik wie bei der Preisprognose von Heizöl angewendet. Der Ausgangspreis von 8.05 Rp./kWh wird aufgeteilt in eine Komponente für die Erdgasbeschaffung (welche vom Weltmarktpreis abhängt), eine Abgabenkomponente (CO₂-Abgabe, Mineralölsteuer sowie MWST), eine Handelsspanne sowie eine Komponente für Transport und Verteilung, welche vom Zustand und der Auslastung der Gasnetze abhängt. Die Anteile der einzelnen Preiskomponenten werden in Figur 7 dargestellt und in den folgenden Absätzen erläutert.

Die Ergebnisse des Szenarios «ZERO Basis» der Energieperspektive 2050+ dienen als Grundlage für die Entwicklung der Preiskomponente für die Erdgasbeschaffung (siehe Tabelle 4). Wie bei der Preisentwicklung beim Erdöl gehen die Energieperspektiven 2050+ auch beim Erdgas von einem Preisrückgang bis 2050 aus. Wie beim Erdöl wird dies damit begründet, dass die langfristigen Zielsetzungen der Klimapolitik zu einer sinkenden Nachfrage nach Erdöl und fossilem Erdgas führen werden.

¹¹ Da die Erdgaspreisentwicklung weniger volatil ist als die Erdölpreisentwicklung, wird hier lediglich ein Jahresmittelwert (resp. der Durchschnitt über die letzten vier Quartale) anstatt ein Dreijahresmittelwert berechnet.

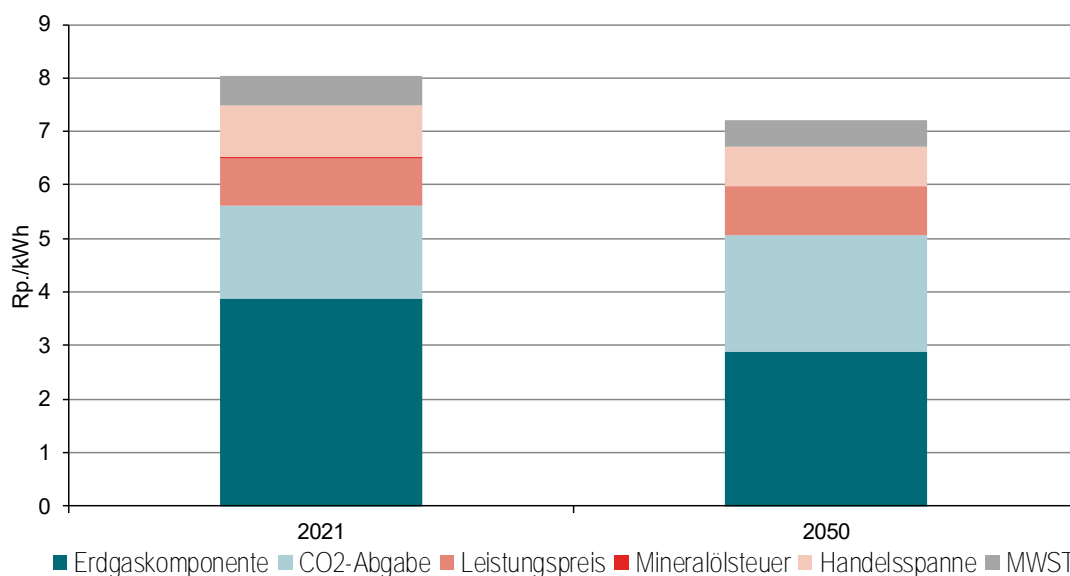
Energieträger	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erdgas	USD-2017/MWh	24	26	26	26	26	22	18
	CHF-2020 ¹² /MWh	23	24	24	24	24	21	17

Tabelle 4: Entwicklung der Weltmarktpreise für Erdgas aus dem Szenario «ZERO BASIS», Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre. Quelle: Energieperspektiven 2050+.

Die künftige Entwicklung der Abgabekomponente setzt sich aus den Entwicklungen der einzelnen Abgaben und Steuern zusammen. Für die CO₂-Abgabe (zurzeit 1.741 Rp./kWh) wird eine Zunahme gemäss Kapitel 3.1 angenommen. Die Mineralölsteuer (zurzeit 0.01 Rp./kWh) und die Mehrwertsteuer (7.7%) werden bis 2050 auf einem konstanten Niveau belassen.

Für die Preiskomponenten für Transport und Infrastruktur (0.9 Rp./kWh) und die Handelsspanne (25% der Gasbeschaffungs-Komponente¹³) werden bis 2050 die heutigen Werte konstant fortgeschrieben.

Erdgaspreisprognosen für den Kanton Zürich



econcept

Figur 7: Zusammensetzung der Preise für Erdgas für den Kanton Zürich in Rp./kWh in den Jahren 2021 und Prognose für 2050. Quelle: energie360°, Energieperspektiven 2050+, eigene Berechnungen.

Hinweis Stadt Zürich

Es gilt zu beachten, dass sich die Produktzusammensetzung der Erdgasanbieter in Zukunft verändern wird. energie360° hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2040 100% erneuerbare Energien einzusetzen. Bereits im Jahr 2021 besteht das Standard-Erdgasprodukt aus 25%

¹² Jahresmittelkurs 2020 von 0.938 CHF/USD. Quelle: Eidgenössische Steuerverwaltung ESTV

¹³ Es wird eine Handelsspanne in der ähnlichen Grössenordnung wie beim Erdöl angenommen.

Biogas. Bis 2030 soll das Standard-Erdgasprodukt 65% Biogas enthalten und ab 2040 soll es zu 100% aus Biogas bestehen.

Künftige Preisentwicklung Erdgas

Aufgrund der oben stehenden Ausführungen zur künftigen Entwicklung der einzelnen Preiskomponenten wird angenommen, dass der Erdgaspreis von 8.1 Rp./kWh im Jahr 2021 auf 7.2 Rp./kWh im Jahr 2050 sinken wird. Insgesamt entspricht die Preisveränderung einer mittleren jährlichen Abnahme von 0.028 Rp./kWh.

5.3 Biogas

Ausgangspreis Biogas

Der Arbeitspreis für reines Biogas von energie360° (bestehend aus ungefähr 80% ausländischem Biogas, Durchschnitt über die letzten 4 Quartale) liegt zurzeit bei 14.5 Rp./kWh inkl. MWST.

Ausgangspreis Biogas

Für die Bestimmung des Ausgangspreises beim Biogas empfehlen wir den durchschnittlichen Preis für Bezugsmengen bis 50'000 kWh/a über die letzten 4 Quartale zu verwenden, um kurzfristige Preisausschläge zu glätten. Per Anfang Juli 2021 lag dieser Wert bei 14.5 Rp./kWh (Brennwert, inkl. MWST).

Künftige Preisentwicklung Biogas

Im Gegensatz zur Preisentwicklung bei der Erdgasbeschaffung enthalten die Energieperspektiven 2050+ für Biogas kein langfristiges Preisszenario. Deswegen werden verschiedene Argumentationen in die Überlegungen zur Preisentwicklung bei Biogas miteinbezogen:

- 1 Die klimapolitischen Entwicklungen werden eine Substitution von Erdgas durch Biogas begünstigen – was die Nachfrage nach Biogas stärken wird.
- 2 Die nachhaltig nutzbaren Schweizer Biogaspotenziale von etwa 5.7 TWh/a sind zwar erst zu etwa 2.3 TWh/a ausgeschöpft (WSL 2017). Sie sind jedoch beschränkt und teilweise nur unter optimalen Bedingungen und bei grösserer Zahlungsbereitschaft d.h. zu höheren Preisen nutzbar (Prognos 2012). So ist beispielsweise der Betrieb von kleinen Biogasanlagen, welche rein auf Hofdünger basieren, zurzeit nicht wirtschaftlich. Auch organische Gastro- und Industrieabfälle sowie Grüngut sind zunehmend umkämpft und werden zur Reduktion von Lebensmittelabfällen in Zukunft tendenziell knapper. Eine in Zukunft steigende Nachfrage nach Biogas steht somit einem in der Schweiz beschränkten und wirtschaftlich nur kostspielig ausschöpfbaren Angebot wie der Nutzung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen, Abwasseranlagen sowie industriellen Anlagen mit Grüngutvergärung gegenüber, was langfristig preissteigernd wirkt. Zurzeit sind Anlagen, die Biogas zu Biomethan aufbereiten und in das öffentliche Gasnetz einspeisen, in Planung. Der Fachverband für landwirtschaftliches Biogas

«Ökostrom Schweiz» rechnet unter den heutigen Rahmenbedingungen bei solchen Pilotanlagen mit Biogas-Preisen von 22 bis 26 Rp./kWh (inkl. MWST.).

- 3 Die Transformation der Wärmeversorgung in Richtung der Netto Null-Zielsetzung 2050, wird neben der Reduktion des Gebäudewärmebedarfes vor allem zu einer Umstellung von fossilen Heizungen auf Heizungen mit Wärmepumpen, Biomasse und Biogas führen. Die Gasnachfrage in den weiterhin mit Gas versorgten Gebieten wird dadurch abnehmen, was zu steigenden Verteilkosten pro kWh führen wird (es sei denn, die Gasnetze werden radikal reduziert auf Kernnetze), was in der Tendenz ebenfalls preissteigernd wirkt.
- 4 Die EU verfolgt ambitionierte Ziele beim Zubau neuer Biogasanlagen (M. Pauli, 2021). Importe von nachhaltig erzeugtem Biogas aus der EU können Preissteigerungen in der Schweiz infolge steigender inländischer Biogasnachfrage entgegenwirken. Wieweit längerfristig damit gerechnet werden kann und wie sich die Biogaspreise in der EU entwickeln werden, hängt allerdings stark von der Entwicklung der künftigen Biogasnachfrage in der EU ab. Aufgrund der Bestrebungen der EU zur Erfüllung des Pariser Abkommens (u.a. Green Deal) ist auch in der EU mit einer künftig stark steigenden Biogasnachfrage im Bereich der Industrie, des Verkehrs und bei der Wärmeversorgung zu rechnen, was auch zu tendenziell steigenden EU-Biogaspreisen führen dürfte. Dazu kommt, dass die Anrechenbarkeit von nachhaltigen Biogasimporten an das schweizerische Treibhausgasinventar zuerst mit den dafür erforderlichen internationalen Vereinbarungen sichergestellt werden müsste.
- 5 Für die Eruierung des künftigen Preissteigerungspotenzials bei Biogas spielen die Kosten der Alternativen für CO₂-freie Raumwärme- und Warmwassererzeugung (Luft-Wasser-Wärmepumpen, Biomassefeuerungen, etc.) eine wichtige Rolle. Es wird erwartet, dass bei der unterstellten Strompreisentwicklung bis 2050 gemäss Kapitel 5.4 die Nutzenergiepreise der Luft-Wasser-Wärmepumpen in etwa konstant bleiben oder sogar leicht sinken werden¹⁴. Daher besteht in Gebieten, in denen ein WP-Einsatz möglich ist, kaum Spielraum für Preiserhöhungen beim Biogas, weil die WP die Biogasversorgung konkurrenzieren.
- 6 Auch die Technologie- und Preisentwicklung bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff und insbesondere von grünem Methan können entscheidende Faktoren für die mögliche Preisentwicklung von Biogas werden und künftige Preissteigerungen bei Biogas begrenzen. Zurzeit sind diese Alternativen (insbesondere synthetisch produziertes grünes Methan) noch deutlich teurer als Biogas und es ist noch nicht absehbar, wann grünes Methan aus Power-to-Gas gegenüber Biogas konkurrenzfähig werden könnte.

¹⁴ Quelle: Eigene Berechnungen für ein Mehrfamilienhaus mit einem Wärmebedarf von 50'000 kWh/a, einer JAZ von 3.5, Investitionskosten von 50'000 CHF und einer Annuität von 5.1%. Für 2050 wird eine Steigerung der JAZ auf 5.1 angenommen und eine Reduktion der Investitionskosten um 30%.

Die oben aufgeführten Einflussfaktoren zeigen, dass die künftige Preisentwicklung bei Biogas von diversen, zum Teil gegenläufigen, Einflussfaktoren bestimmt wird, die von der Technologie- und Marktentwicklung sowie von den künftigen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen abhängen und die mit grossen Unsicherheiten behaftet sind. Eine Preisschätzung für Biogas im Jahr 2050 ist unter diesen Umständen kaum sinnvoll. Unter Berücksichtigung der aktuellen Konkurrenzsituation bei der Gebäudewärmeversorgung wird seitens econcept angenommen, dass kurz- bis mittelfristig von konstanten (bis ev. leicht steigenden) Biogaspreisen ausgegangen werden kann, dass jedoch mittel- bis längerfristig mit tendenziell steigenden Biogaspreisen zu rechnen ist. Ein Hinweis dafür sind die Biogaskosten von 22 bis 26 Rp./kWh (inkl. MWST.) von Pilotanlagen von «Ökostrom Schweiz», mit denen zusätzliche Biogaspotenziale in der Schweiz erschlossen werden könnten.

Künftige Entwicklung der Biogaspreise

Insgesamt wird davon ausgegangen, dass die Nachfrage nach nachhaltig produziertem Biogas in Zukunft deutlich zunehmen wird. Da die inländischen Potenziale begrenzt sind und nur mit höheren Gestehungskosten stärker als heute ausgeschöpft werden können, wird in Zukunft (mittel- bis längerfristig) mit steigenden Biogaspreisen gerechnet. Die Preissteigerungen können allenfalls durch den Import von anrechenbarem und nachhaltig produziertem, ausländischem Biogas oder durch das Angebot anderer nachhaltig produzierter Gase (synthetisches grünes Methan) gedämpft bzw. begrenzt werden. Eine Biogaspreisschätzung für das Jahr 2050 ist zurzeit nicht machbar. Wir schlagen in dieser Situation vor, für die Preisentwicklung bis 2030 von gleichbleibenden (oder leicht steigenden) Biogaspreisen und für den Zeitraum nach 2030 von steigenden Preisen auszugehen.

In der Projektbegleitgruppe wurde die Preisentwicklung bis 2030 kontrovers eingeschätzt. Ein Teil rechnet mit steigenden Preisen und ein Teil mit konstanten Preisen. Angesichts der Unsicherheit der Einflussfaktoren, die der künftigen Preisentwicklung zugrunde liegen, ist bei künftigen Anpassungen der Richtlinie (mindestens alle 5 Jahre) die dann zu erwartende Preisentwicklung neu zu evaluieren, mit dem Ziel, aufgrund neuer Erkenntnisse zur Entwicklung der Märkte, der Technologien und der politischen Rahmenbedingungen eine vertretbare Aussage zur möglichen langfristigen Preisentwicklung von Biogas zu machen.

5.4 Elektrizität

Der Strompreis bei den Endverbrauchenden setzt sich zusammen aus dem (Grosshandels-) Preis für die Stromproduktion, den Netzkosten (Übertragung, regionale, kommunale Verteilung, Systemdienstleistungen, Messung, Verrechnung und Administration) und den Abgaben (Netzkostenzuschlag, MWST.).

Für die Bestimmung des Ausgangspreises für Privatkunden/innen in der Stadt Zürich beziehen wir uns auf die Tarife von ewz. Die in den Preisprognosen verwendeten Annahmen sind in Kapitel 3.2 dargelegt. Die Ausgangspreise und die künftige Preisentwicklung beziehen sich jeweils auf Privatkunden/innen.

Ausgangspreis Elektrizität

Als Ausgangspreis wird der Preis des Default- Strommix von ewz für Privatkunden/innen verwendet (Durchschnitt der Tarife für Energielieferung aus den Jahren 2019-2021, nach Anzahl Stunden pro Woche gewichteter Durchschnitt von Hoch- und Niedertarif, Tarife 2021 für Netznutzung, kommunale Abgaben und nationale Abgaben). Dies entspricht im Jahr 2019 dem Preis für den Strommix «ewz.basis» und in den Jahren 2020 und 2021 dem Preis für den Strommix «ewz.econatur». Die Preiszusammensetzung ist in der nachstehenden Tabelle dargestellt:

Preiskomponente inkl. MWST	Betrag in Rp./kWh
Energielieferung	7.59
Netznutzung	9.82
Kommunale Abgaben	1.78
Nationale Abgaben (Netzzuschlag)	2.48
Total	21.67

Tabelle 5: Durchschnittspreise für Energielieferungen aus den Jahren 2019-2021 des Defaultstrommixes von ewz für Private (Niederspannung $\leq 60'000$ kWh/Jahr, nach Anzahl Stunden pro Woche gewichteter Durchschnitt von Hoch- und Niedertarif), inkl. MWST. Tarife für Netznutzung, kommunale Abgaben und nationale Abgaben aus dem Jahr 2021.

Quelle: Tarifblätter Private, ewz.

Ausgangspreis Elektrizität

Der Ausgangspreis im Jahr 2021 beträgt für die Stadt Zürich 21.7 Rp./kWh.

Künftige Preisentwicklung Elektrizität

Für die künftige Entwicklung der Endverbrauchenden-Strompreise beziehen wir uns auf die in Kapitel 3.2 getroffenen Annahmen: Für die Energielieferung wird ein Preis von 17.5 Rp./kWh im Jahr 2050 angenommen. Die restlichen Komponenten werden – wie in Kapitel 3.2 geschildert – konstant belassen.

Künftige Preisentwicklung Elektrizität

Es wird angenommen, dass der Strompreis für Privatkunden/innen bis 2050 von 21.7 Rp./kWh auf 31.6 Rp./kWh steigt. Dies entspricht einer jährlichen Steigerung von 0.342 Rp./kWh.

Rückliefertarife

Rückliefertarife – Ausgangspreis und künftige Preisentwicklung Rücklieferungen

Für den Rückliefertarif empfehlen wir den Preis «Vergütung Stromrücklieferung 2016-2021 Stadt Zürich¹⁵» von ewz zu verwenden (gewichteter Durchschnitt zwischen Hoch- und Niedertarif nach Anzahl Stunden pro Woche; Ausgangspreis und angenommener künftiger Preis). Dieser entspricht zurzeit (Mai 2021) 6.8 Rp./kWh.

¹⁵ Vergütung von Stromrücklieferungen aus Wasserkraftanlagen, Solarstromanlagen (exkl. Anlagen der ewz-Solarstrombörse, Windenergieanlagen, Biogas- und Kläranlagen, Anlagen mit Holz- und Holzschnitzelfeuerungen, Anlagen mit Verfeuerung von Biomasse, fossil gefeuerte Blockheizkraftwerke und Wärmekopplungsanlagen mit gleichzeitiger Wärmenutzung sowie Deponiegasanlagen.

5.5 Energieholz

Holzheizungen gelten als CO₂-neutral, da die Menge an freigesetztem CO₂ bei der Verbrennung ungefähr der Menge an CO₂ entspricht, die beim Wachsen eines Baumes gebunden wird. Heizen mit Holz kommt vermehrt wieder zur Anwendung. Um die damit verbundenen Luftreinhaltungsprobleme zu verringern, wurden teilweise Vorschriften für Partikelfilter erlassen.

Ausgangspreise Energieholz

Im Gegensatz zu anderen Energieträgern ist beim Holz die Bestimmung des Brennwertes resp. die Umwandlung von Preisangaben, welche sich auf eine Holzmenge beziehen, pro kWh stark von der Beschaffenheit und Qualität (Baumart, Wassergehalt) des Brennstoffes abhängig. Für die Berechnungen wird von folgenden Kennwerten ausgegangen:

Sortiment	Preis 2021	Energieinhalt	Energiepreis 2021
Holzsplitzel (Laubholz trocken ¹⁶)	53.30 CHF/srm	975 kWh/srm	5.5 Rp./kWh
Holzsplitzel (Nadelholz trocken)	38.80 CHF/srm	685 kWh/srm	5.6 Rp./kWh
Pellets ¹⁷ (aus Spänen, Sägemehl), 5 Tonnen	343.60 CHF/t	4.8 kWh/kg	7.2 Rp./kWh

Tabelle 6: Preise, Energieinhalte und resultierende Energiepreise für Holzsplitzel und Pellets. Energiepreise inkl. MWST. Daten: Holzenergie Schweiz 2019, LFW 2011, ProPellets 2021.

Künftige Preisentwicklung Energieholz

Wie sich die Energieholzpreise in Zukunft entwickeln werden, hängt vom Verhältnis zwischen der Nachfrage nach Energieholz und dem Potential an verfügbarem Energieholz ab. 2019 lag die Energieholznutzung bei ungefähr 5.2 Mio. m³/Jahr (Schweizerische Holzenergiestatistik 2019). Das gesamte Potenzial an verfügbarem Energieholz wird auf 7.5-8 Mio. m³/Jahr geschätzt (Holzenergie Schweiz 2018). Damit ergibt sich ein nicht genutztes Potenzial von 2.3-2.8 Mio. m³/Jahr. Der vom Bundesrat in Auftrag gegebene Bericht «Analyse von Hemmnissen und Massnahmen zur Ausschöpfung des Holzenergiepotenzials» setzt hier an und soll dazu beitragen, das bestehende Holzenergiepotenzial besser auszunutzen. Wie und ob sich in Zukunft das Potenzial an Holzenergie besser ausschöpfen lässt, hängt auch von den Preisen der alternativen erneuerbaren Heizsysteme (Luft-Wasser-Wärmepumpen, etc.) ab.

Der Verein Holzenergie Schweiz geht für die einzelnen Sortimente von den folgenden Entwicklungen aus:

- **Holzsplitzel:** Der in den letzten Jahren verzeichnete Nachfragezuwachs ist bisher in den Preisen noch nicht ersichtlich. Dies ist unter anderem damit zu begründen, dass in den letzten Jahren viel Sturm- und Käferholz zu tieferen Preisen verkauft werden musste. Zudem werden die Ausschreibungen zunehmend von Anbietern/innen gewonnen, welche mit sehr tiefen Preisen Druck auf die Mitbewerber/innen ausüben. In den

¹⁶ Qualität «trocken» entspricht einem Wassergehalt von 25 bis 35%.

¹⁷ Durchschnitt über die letzten 12 Monate.

nächsten Jahren sind grössere Holzschnitzelheizungen geplant, wie beispielsweise in der Stadt Zürich. Holzenergie Schweiz geht davon aus, dass mit dem Bau solcher grösserer Holzschnitzelheizungen das Potenzial an Holzschnitzeln bald ausgeschöpft sein wird und somit zusätzliches Potenzial erschlossen werden müsste. Dies würde die Holzernte aufgrund der Erschliessung teurerer Parzellen verteuern und somit die Preise für Holzschnitzel steigen lassen. Ein steigender Holzschnitzelpreis könnte zu Sortimentsverschiebungen führen, weil es für viele Produzenten/innen attraktiver werden könnte, zulasten anderer Sortimente Holzschnitzel zu produzieren. Insgesamt geht Holzenergie Schweiz davon aus, dass im Kanton Zürich aufgrund der weiterhin steigenden Nachfrage sowie dem Bau grösserer Holzschnitzelheizungen die Preise noch auf ungefähr 6-7 Rp./kWh (exkl. MWST) steigen werden. Wir empfehlen, für das Jahr 2050 einen Preis von 7 Rp./kWh (exkl. MWST) anzunehmen. Dies entspricht einem Preis von 7.5 Rp./kWh inkl. MWST.

- **Pellets:** Laut Holzenergie Schweiz ist die Produktionskapazität für Pellets in den letzten Jahren angestiegen. Die im Vorjahresvergleich tiefen Pelletpreise für Pellets aus Spänen und Sägemehl sind durch diesen Angebotsüberhang zu begründen. In den nächsten Jahren könnten aber die Rohstoffe für die Pelletproduktion knapper werden: Es werden weniger günstige Nebenprodukte wie Späne oder Sägemehl vorhanden sein, weswegen teureres Waldholz für die Produktion von Pellets eingesetzt werden muss. Dies wird die Pelletpreise in der Tendenz erhöhen. Es stellt sich die Frage, ob der Import von Pellets aus deutschen und österreichischen Sägewerken einen Preisdruck auf die Schweizer Pelletpreise erzeugt bzw. erzeugen könnte. Holzenergie Schweiz geht davon aus, dass sich die Pelletpreise insgesamt bis auf 400-450 CHF/t (exkl. MWST) erhöhen könnten. Über 450 CHF/t werden die Pelletpreise aufgrund der dann fehlenden Konkurrenzfähigkeit zu den Wärmepumpen jedoch wahrscheinlich nicht steigen.
Wir empfehlen, für 2050 einen Pelletpreis von 450 CHF/t (exkl. MWST) anzunehmen. Dies entspricht einem Preis von 10 Rp./kWh inkl. MWST.

Künftige Preisentwicklung Energieholz

Wir empfehlen, für das Jahr 2050 **Holzschnitzelpreise** von 7.5 Rp./kWh (inkl. MWST) anzunehmen. Dies entspricht einer jährlichen Steigerung der Holzschnitzelpreise für Laubholz von 5.5 Rp./kWh (2021) um 0.07 Rp./kWh pro Jahr und für Nadelholz von 5.6 Rp./kWh (2021) um 0.067 Rp./kWh pro Jahr.

Für **Pellets** empfehlen wir, für das Jahr 2050 einen Preis von 10 Rp./kWh (inkl. MWST) anzunehmen. Dies entspricht einer jährlichen Steigerung des Pelletpreises von 2021 von 7.2 Rp./kWh um 0.098 Rp./kWh.

5.6 Fernwärme mit Nutzung von Kehrriechwärme

Für Fernwärme mit Nutzung von Kehrriechwärme wird ERZ-Fernwärme ab der Kehrriechverbrennungsanlage Zürich Hagenholz berücksichtigt.

Die Kosten für ERZ-Fernwärme setzen sich für die Endverbrauchenden aus dem Arbeitspreis P1 für die gelieferte Energiemenge (kWh) und dem Leistungspreis P2 für die abonnierte Leistung (kW) zusammen¹⁸. Massgebend für den Zeitraum bis 2050 ist aus heutiger Sicht das Tarifsysteem Wärme 2022¹⁹, wie es vom Stadtrat 2020 festgesetzt wurde. Gegenüber dem bisherigen Tarifsysteem 2000 fällt vor allem die Ölpreisbindung des Fernwärmertarifs dahin. Zudem wird der Arbeitspreis etwas reduziert und der Anteil des Leistungspreises im Durchschnitt verdoppelt auf rund 20% des Umsatzes. Im hier vorliegenden Kontext werden analog zum Vorgehen bei anderen Energieträgern beide Preiskomponenten auf die bezogene Energiemenge in kWh umgelegt.

Das Tarifsysteem Wärme 2022 sieht vor, dass der Arbeitspreis P1 mit einem gewichteten Teuerungsfaktor aufgrund der folgenden Einflussgrössen angepasst wird:

- 15% Preis für Kehrlichtabwärme (ab Heizkraftwerk Hagenholz) (Stand 2021=100%)
- 35% Zürcher Energiepreisindex (Teil des Zürcher Konsumentenpreisindex, Energie ohne Fernwärme) (Stand 2021=100%)
- 25% Zürcher Index der Wohnbaupreise (ZIW) (Stand 2021=100%)
- 25% Landesindex der Konsumentenpreise (LIK) (Stand 2021=100%)

Der Leistungspreis P2 wird mit dem Zürcher Index der Wohnbaupreise (ZIW) angepasst.

Durch die Anpassung von P1 und P2 mithilfe dieser Indizes soll die Kostenentwicklung für die Energiebereitstellung umfassend abgebildet und an die Kundschaft weitergegeben werden können.

Die Umstellung auf das neue Tarifsysteem erfolgt einerseits bei allen neuen Anschlüssen und andererseits kontinuierlich mit der Erneuerung bestehender Wärmelieferungsverträge.

Ausgangspreis Fernwärme

Im Mittel der Jahre 2019 und 2020²⁰ wurden 758'000 MWh Wärme verkauft und dabei 63.54 Mio. CHF Umsatz aus Arbeitspreis und Leistungspreis erzielt (exkl. CO₂-Rückerstattung, inkl. MWST). Dies entspricht im Durchschnitt 8.4 Rp./kWh inkl. MWST.

Ausgangspreis Fernwärme

Der Ausgangspreis im Jahr 2021 beträgt für die Stadt Zürich 8.4 Rp./kWh.

¹⁸ Die einmaligen Anschlusskosten (P3) sind in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

¹⁹ Tarif Zürich Wärme STRB Nr. 1159/2020, https://www.stadt-zuerich.ch/content/dam/stzh/portal/Deutsch/Stadtrat%20%26%20Stadtpraesident/Publikationen%20und%20Broschueren/Stadtratsbeschlusse/2020/Dez/StZH_STRB_2020_1159.pdf [Stand URL: 21.4.2021]

Beilage zu STRB Nr. 1159/2020, https://www.stadt-zuerich.ch/content/dam/stzh/portal/Deutsch/Stadtrat%20%26%20Stadtpraesident/Publikationen%20und%20Broschueren/Stadtratsbeschlusse/2020/Dez/STRB%20Nr.%201159_2020%2c%20Beilage.pdf [Stand URL: 21.4.2021]

²⁰ 2019 definitive Werte und 2020 forecast-Werte gemäss ERZ Fernwärme, Mittel- und Langfristplanung Stand Dezember 2020.

Künftige Preisentwicklung Fernwärme

Für die Abschätzung der möglichen Preisentwicklung bis 2050 gibt es zwei mögliche Zugänge: Die Mittel- und Langfristplanung von ERZ-Fernwärme und die Vorausschätzung der Indizes im neuen Tarifsysteem²¹.

1. Gemäss Mittel- und Langfristplanung von ERZ-Fernwärme (Stand Dezember 2020) steigt der durchschnittliche Wärmepreis (bestehend aus Arbeitspreis und Leistungspreis, exkl. CO₂-Rückerstattung, inkl. MWST) pro kWh bis 2050 auf 9.8 Rp./kWh. Dies entspricht einer Zunahme um 17% in 30 Jahren. Dahinter stehen, bei konstanten Einkaufspreisen für Energieträger im Wesentlichen ein langfristig rückläufiger Wärmeabsatz (effizienterer Gebäudepark) und eine laufende Erhöhung der Anzahl der Anschlüsse, nicht nur in neuen Fernwärmegebieten, sondern auch durch die Nachverdichtung bestehender Gebiete. Dadurch steigt der Anteil der Einnahmen aus dem Leistungspreis und folglich der mittlere Umsatz pro kWh. Man kann diese Erhöhung folglich auch als Preisentwicklung aufgrund der Absatzstruktur bezeichnen.
2. Im Einklang mit der Behandlung der übrigen Energieträger, bei denen nur reale Preissteigerungen berücksichtigt werden, wird für eine Vorausschätzung der tarifrelevanten Indizes das allgemeine Teuerungsumfeld nicht betrachtet, das heisst der Zürcher Index der Wohnbaupreise (ZIW) und der Landesindex der Konsumentenpreise (LIK) werden als konstant angenommen. Zu diskutieren sind folglich der Kehrlichtabwärmepreis, dessen Entwicklung beim Arbeitspreis mit 15% in den gewichteten Teuerungsfaktor einfliesst und der Zürcher Energiepreisindex (Energie ohne Fernwärme), der mit 35% einfliesst. Für den Kehrlichtabwärmepreis wird mit dem neuen Tarifsysteem bereits eine Preiserhöhung von 12.50 CHF/MWh auf 14.00 CHF/MWh im Grundpreis berücksichtigt. Für die kommenden Jahre nach 2022 gibt es auch unter Berücksichtigung des geplanten Baus einer dritten Ofenlinie beim Kehrlichttheizwerk Hagenholz keine klaren Anhaltspunkte für die weitere Preisentwicklung, insbesondere wenn auch berücksichtigt wird, dass bei allenfalls steigenden Kosten der steigende Wärmeabsatz stabilisierend auf die spezifischen Wärmegestehungskosten pro MWh wirkt. Es ist folglich eher von einem konstanten Preis für Kehrlichtabwärme auszugehen. Beim Zürcher Energiepreisindex ohne Fernwärme²² fliessen die Preise von Heizöl, Gas, Holz und Elektrizität ein. Eine Anwendung der in den Kapiteln 5.1 bis 5.5 angenommenen Preissteigerungen würde bis 2050 zu einer Zunahme des gewichteten Index ohne Fernwärme von 22.2% führen. Durch den Anteil von 35% im gewichteten Teuerungsfaktor würde sich der Arbeitspreis P1 um 7.8% erhöhen. Wenn im Jahr 2050 rund 70% der Erlöse auf den Arbeitspreis und 30% auf den Leistungspreis entfallen und der Leis-

²¹ Szenarien für die Dekarbonisierung von ERZ-Fernwärme sind aktuell in Erarbeitung. Dabei stehen verschiedene Technologien mit unterschiedlichen Kostenfolgen für die Endkunden zur Diskussion. Zurzeit sind die Einflüsse der Dekarbonisierung auf die Endpreise nicht berücksichtigt, müssen aber bei einer späteren Überarbeitung dieses Berichts eingearbeitet werden.

²² Teil des Zürcher Index der Konsumentenpreise, https://www.stadt-zuerich.ch/content/dam/stzh/prd/Deutsch/Statistik/The-men/Wirtschaft/Preise/ZIK/PRE001T001K_ZIK-Basis-Dezember-2020-Detailresultate-monatlich.xlsx [23.6.2021]

tungspreis konstant bleibt, so läge die Preissteigerung bis zum Jahr 2050 insgesamt bei rund 5.5% pro kWh bzw. bei einem Anstieg von 8.4 Rp./kWh auf 8.9 Rp./kWh inkl. MWST.

Die Preisentwicklungen aufgrund der Absatzstruktur von plus 1.4 Rp./kWh (8.4 Rp./kWh auf 9.8 Rp./kWh) und aufgrund der Preisentwicklung anderer Energieträger von plus 0.5 Rp./kWh (8.4 Rp./kWh auf 8.9 Rp./kWh) sind unabhängig und können folglich additiv betrachtet werden, womit ein Preis von $8.4 + 1.4 + 0.5 = 10.3$ Rp./kWh im Jahr 2050 resultiert²³.

Künftige Preisentwicklung ERZ-Fernwärme mit Nutzung von Kehrchtwärme

Der Fernwärmepreis mit den Komponenten Arbeitspreis P1 und Leistungspreis P2 steigt von 8.4 Rp./kWh in der Ausgangslage 2019/2020 auf 10.3 Rp./kWh im Jahr 2050. Dies entspricht einer jährlichen Steigerung von 0.06 Rp./kWh²⁴.

5.7 Wärmeverbunde

Bei den Wärmeverbunden werden zwei konkrete Wärmeverbunde berücksichtigt: Der Energieverbund Altstetten und Höngg und der Seewasserverbund Seefeld. Die restlichen Wärmeverbunde sind zu heterogen und werden aus diesem Grund nicht mitberücksichtigt²⁵.

Die Preise für die Wärmeverbunde setzen sich aus einem Grundpreis und den Wärmeproduktionskosten zusammen²⁶. Der Grundpreis umfasst alle Kosten für die Infrastruktur des Wärmeverbunds und die Verteilung der Wärme. Der Preis für die Wärmeproduktion leitet sich von der Art der Wärmeerzeugung (Abwärme der Klärschlammverwertungsanlage, Wärme aus Seewasser-Wärmepumpe) sowie von den für die Spitzenlastdeckung eingesetzten Energieträgern ab.

Ausgangspreise

- 1 Energieverbund Altstetten und Höngg:** Gemäss Tarifblatt von ewz beträgt der Grundpreis Wärme CHF 145.8 pro kW und Jahr (exkl. MWST) oder umgerechnet in einen Preis pro kWh: 7.5 Rp./kWh inkl. MWST²⁷. Die Wärmegestehungskosten (für Wärme aus 75% erneuerbaren Energien) betragen 6.7 Rp./kWh inkl. MWST. Insgesamt ergibt dies einen Wärmepreis von 14.2 Rp./kWh.

²³ Diese Abschätzung beruht auf dem ab 2022 gültigen Tarifsysteem, das den Arbeitspreis ohne CO₂-Abgabe festlegt. ERZ-Fernwärme nimmt am CO₂-Emissionshandelssystem (EHS) teil und kann netto entstehende Kosten für Emissionsrechte der Kundschaft weiterverrechnen. In der Vergangenheit entstanden unwesentliche Nettokosten, weil der effektive CO₂-Ausstoss nahe an der Gratiszuteilung von Emissionsrechten lag. Zukünftig zu erwartende Preissteigerungen durch steigende Kosten aus dem EHS-System sind hier nicht berücksichtigt.

²⁴ Zum aktuellen Zeitpunkt ohne Berücksichtigung von Preisveränderungen, welche sich aufgrund von Szenarien zur Dekarbonisierung ergeben.

²⁵ Ausserdem kann davon ausgegangen werden, dass Investoren in diesen Fällen langfristige Verträge erhalten und daher die in den Verträgen festgehaltenen Preise und Preisprognosen konsultieren können.

²⁶ Anschlusspreise werden als Anlagekosten der Endverbraucher/innen betrachtet und daher nicht in den Überlegungen mitberücksichtigt.

²⁷ Die durchschnittlichen jährlichen Betriebsstunden werden auf 2'100h geschätzt (Quelle: ewz Energielösungen).

- 2 **Seewasserverbund Seefeld:** Gemäss Tarifblatt von ewz beträgt der Grundpreis Wärme CHF 224.9 pro kW und Jahr (exkl. MWST), bzw. 11.5 Rp./kWh inkl. MWST. Die Wärmegestehungskosten betragen 6.3 Rp./kWh inkl. MWST. Insgesamt ergibt dies einen Wärmepreis von 17.8 Rp./kWh.

Ausgangpreise Wärmeverbunde

Als Ausgangspreis für den Energieverbund Altstetten und Höngg empfehlen wir, einen Wert von 14.2 Rp./kWh zu verwenden und 17.8 Rp./kWh für den Seewasserverbund Seefeld.

Künftige Entwicklung der Wärmepreise der Energieverbunde

- 1 **Energieverbund Altstetten und Höngg:** Es wird angenommen, dass die Grundpreise unverändert bleiben. Die Wärmegestehungskosten werden in die einzelnen Komponenten unterteilt: Beim Energieverbund Altstetten und Höngg machen die Kosten für die Abwärme aus der Klärschlammverwertungsanlage 60% der Wärmegestehungskosten aus. Die restlichen 40% sind Kosten für die Erdgas-Spitzenlastdeckung. Bei den Kosten für die Abwärme aus der Klärschlammverwertungsanlage wird dieselbe Entwicklung angenommen wie bei den Elektrizitätspreisen (vgl. Kapitel 5.4). Für die Kosten der Spitzenlastdeckung muss berücksichtigt werden, dass aufgrund der Netto-Null-Ziele der Stadt Zürich ab dem Jahr 2040 nur noch erneuerbare Energien eingesetzt werden dürfen. Konkret wird für die Spitzenlastdeckung im Jahr 2050 angenommen, dass diese aus Biogas bestehen wird²⁸. Für die Kosten der Spitzenlastdeckung wird demnach dieselbe Entwicklung angenommen wie bei den Biogaspreisen (unterer Wert der aktuellen Preisspanne für die Erschliessung neuer Biogaspotenziale durch «Ökostrom Schweiz», vgl. Kapitel 5.3). Die Wärmegestehungskosten 2050 berechnen sich somit wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{Preis}_{2050} = & \text{Grundpreis}_{2021} + 60\% \text{Wärmegestehungskosten}_{2021} \frac{\text{Elektrizitätspreis}_{2050}}{\text{Elektrizitätspreis}_{2021}} \\ & + 40\% \text{Wärmegestehungskosten}_{2021} \frac{\text{Biogaspreis}_{2050}}{\text{Erdgaspreis}_{2021}} \end{aligned}$$

Dies ergibt einen Preis für das Jahr 2050 von 21 Rp./kWh.

- 2 **Seewasserverbund Seefeld:** Es wird angenommen, dass die Grundpreise unverändert bleiben. Die Wärmegestehungskosten werden in die einzelnen Komponenten unterteilt: Die Kosten für die Wärme aus der Seewasser-Wärmepumpe machen 80% der Wärmegestehungskosten aus. Die restlichen 20% bestehen aus Kosten für die Erdgas-Spitzenlastdeckung. Bei den Kosten für die Wärme aus der Seewasser-Wärmepumpe wird dieselbe Entwicklung angenommen wie bei den Elektrizitätspreisen (vgl. Kapitel 5.4). Analog zum Energieverbund Altstetten und Höngg wird für die Kosten der Spitzenlastdeckung dieselbe Entwicklung angenommen wie bei den Biogaspreisen (unterer Wert der aktuellen Preisspanne für die Erschliessung neuer Biogaspotenziale durch

²⁸ ewz weist darauf hin, dass diesbezüglich aktuell noch keine konkreten Konzepte vorliegen. Es sei jedoch wahrscheinlich, dass die Spitzenlast in Zukunft entweder mit Biogas oder mit Holzschnittel/Holzpellets gedeckt wird. Da bei Energieholz der Platzbedarf eine zentrale Restriktion darstellt, wird in diesem Bericht zur Spitzenlastdeckung Biogas angenommen.

«Ökostrom Schweiz», vgl. Kapitel 5.3). Die Wärmegestehungskosten 2050 berechnen sich somit wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{Preis}_{2050} = & \text{Grundpreis}_{2021} + 80\% \text{Wärmegestehungskosten}_{2021} \frac{\text{Elektrizitätspreis}_{2050}}{\text{Elektrizitätspreis}_{2021}} \\ & + 20\% \text{Wärmegestehungskosten}_{2021} \frac{\text{Biogaspreis}_{2050}}{\text{Erdgaspreis}_{2021}} \end{aligned}$$

Dies ergibt für das Jahr 2050 einen Wärmepreis von 22 Rp./kWh.

Künftige Entwicklung der Wärmepreise Energieverbunde

Für den Energieverbund Altstetten und Höngg empfehlen wir, für das Jahr 2050 einen Wärmepreis von 21 Rp./kWh (inkl. MWST) anzunehmen. Dies ergibt eine jährlichen Steigerung des Wärmepreises von 14.2 Rp./kWh (2021) um 0.221 Rp./kWh.

Für den Seewasserverbund Seefeld empfehlen wir, für das Jahr 2050 einen Wärmepreis von 22 Rp./kWh (inkl. MWST) anzunehmen. Dies ergibt einer jährlichen Steigerung des Wärmepreises von 17.8 Rp./kWh um 0.154 Rp./kWh.

6 Externe Wirkungen

Im Bericht zur «Empfehlung Wirtschaftlichkeitsrechnung im Hochbau» vom 25.7.2014 werden kalkulatorische Energiepreiszuschläge für die Berücksichtigung der Kosten der Luftverschmutzung und der Kosten von CO₂-Emissionen für diverse Heizungssysteme mit unterschiedlichen Energieträgern ausgewiesen (econcept, 25.7. 2014, S. 26ff.). Die Energiepreiszuschläge für Strom (KKW, PV, Wind, Wasserkraft, Erdgas-GUD-KW und CH-Verbrauchermix 2013) wurden mit einer anderen Methodik abgeschätzt.²⁹ Da es aber keine Daten zu den externen Kosten für die Erstellung von Baustoffen und Gebäudetechnikkomponenten (Graue Energie) gibt, wurde von der Stadt Zürich und der KBOB empfohlen, die ermittelten Energiepreiszuschläge nur bei der Energieträgerwahl zu verwenden. Die kalkulatorischen Energiepreiszuschläge waren und sind für die Bewertung von Gebäuden als System (Erstellung, Betrieb, Mobilität gemäss SIA-Effizienzpfad Energie) nicht geeignet. Für solche Fragestellungen wurde eine Multikriterienanalyse empfohlen (basierend auf Lebenszykluskosten, Primärenergieverbrauch gesamt und nicht erneuerbar, Treibhausgasemissionen und Umweltbelastung mit UBP; econcept, 25.7.2014, S. 27 und KBOB/Stadt Zürich, April 2014, S.4). Seit 2014 wurden die Energiepreiszuschläge nicht mehr neu berechnet. In der Zwischenzeit haben sich die meisten kostenbestimmenden Faktoren deutlich verändert (Emissionen, Kosten, Internalisierung durch CO₂-Abgabe bei Brennstoffen, etc.), so dass die damaligen Energiepreiszuschläge nicht mehr zutreffen.

Die Ermittlung aktueller externer Kosten des Einsatzes der verschiedenen Energieträger, unter Berücksichtigung der seit 2014 stark veränderten Preise und Rahmenbedingungen, setzt umfangreiche Analysen voraus und sprengt die Möglichkeiten und den Rahmen der hier gemachten Arbeiten.

Im Rahmen der Arbeiten des BFE an den neuen Energieperspektiven 2050+ wurden Überlegungen und Abschätzungen von aktuell anfallenden externen Kosten gemacht. Das BFE veröffentlicht diese Ergebnisse jedoch erst nach Abschluss der Arbeiten an den Energieperspektiven 2050+, d.h. frühestens im November 2021.

Laut Auskünften seitens der Nutzenden der Richtlinie wurden die Energiepreiszuschläge bisher praktisch nie bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen zur Energieträgerwahl eingesetzt. Durch die CO₂-Abgabe von künftig 120 CHF/t CO₂ auf Brennstoffen wird ein Teil der externen Klimakosten internalisiert. Deswegen nimmt die Bedeutung der Zuschläge merklich ab. Aus diesen Gründen werden keine kalkulatorischen Energiepreiszuschläge mehr ausgewiesen.

²⁹ Ausgehend von der ermittelten Anzahl von Umweltbelastungspunkten UBP pro Stromproduktionsart und der monetären Bewertung eines UBP mithilfe der vorhandenen externen Kosten von Wasserkraft und den UBP von Wasserkraft, d.h. mit den bei Wasserkraft ermittelten externen Kosten pro UBP.

7 Aktualisierungen

Die in diesem Bericht hergeleiteten Ausgangspreise und Energiepreissteigerungen bedürfen einer periodischen Aktualisierung, insbesondere um den veränderten Gegebenheiten auf den Energiemärkten Rechnung tragen zu können. Es wird empfohlen, folgende Aktualisierungsintervalle anzustreben:

Inputgrösse	Intervall für Aktualisierung
Kalkulatorischer Zinssatz	5 Jahre
Energiepreise (Ausgangspreis) und Preissteigerungen	1 Jahr
Preisprognosen	5 Jahre
Kalkulatorische Energiepreiszuschläge für externe Kosten	Vgl. Kapitel 6

Tabelle 7: Im Rahmen der Aktualisierung zu prüfende Werte und empfohlene Aktualisierungsintervalle.

Eine Aktualisierung der Preissteigerungen erfordert sowohl die Überprüfung der aktuellen Preise als auch der Preisprognosen, da anhand dieser beiden Werte die Preissteigerungen berechnet werden. Da die verwendeten Preisprognosen Langfristprognosen sind, empfehlen wir aus Gründen der Effizienz und des Aufwandes die Preisprognosen jedoch nur alle 5 Jahre zu aktualisieren und bei der jährlichen Aktualisierung der Preissteigerungen während 5 Jahren die gleichen Preisprognosen zu verwenden.

Bei der Überprüfung der Preisprognosen ist auch zu recherchieren, ob die verwendeten Grundlagen noch geeignet sind. Da die schweizerischen Energieperspektiven nur unregelmässig aktualisiert werden, kann es durchaus sein, dass in Zukunft andere Preisprognosen eine bessere Grundlage darstellen können.

Literatur

- BFE (2017): Marktentwicklung fossiler Energieträger 3/2017, Bern, 2017.
- BFE (2019): Holzenergiestatistik 2019, Bern, 2020.
- BFS (2021): Landesindex der Konsumentenpreise, Neuchâtel, 2021.
- Bofinger (2020): Kommt nach der Corona-Krise die Inflation?, Wirtschaftsdienst, Hamburg, 2020.
- Consentec, Fraunhofer ISI (2018): BMWi-Vorhaben «Netzentgelte»: Auswertung von Referenzstudien und Szenarioanalysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität, Aachen, 2018.
- econcept (2014): Begleitender Bericht zur Empfehlung «Wirtschaftlichkeitsrechnung im Hochbau», Zürich, 25.7. 2014.
- econcept (2017): Wirtschaftlichkeitsrechnung im Hochbau: Eingabegrößen und Tools. Aktualisierung Energiepreise und Preisprognosen 2016, Zürich, 2017.
- Energie360° (2021): Preisliste Erdgas und Biogas 1. Juli 2021, Zürich, 2021.
- ewz (2021): Energieverbund Altstetten und Höngg, Preise, Zürich, 2021.
- ewz (2021): Seewasserverbund Seefeld, Preise, Zürich, 2021.
- Gupta et al. (2021): Spatial analysis of distribution grid capacity and costs to enable massive deployment of PV, electric mobility and electric heating, Applied Energy Volume 287, 2021.
- Holzenergie Schweiz (2018): Holzenergie in der Schweiz: Entwicklung, Stand und Potenzial, 2018.
- Holzenergie Schweiz (2019): Richtpreise für Hackschnitzel, 2019.
- Holzenergie Schweiz (2021): Preisentwicklung Pellets, <https://www.propellets.ch/heizen-mit-pellets/zahlen-und-fakten/pelletpreis.html>, [Stand URL: 11.06.2021]
- HSR (2017): Treib- und Brennstoffpreise für Endkunden in der Schweiz, Rapperswil, 2017.
- IER (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2010.
- INFRAS, Verenum (2021): Analyse von Hemmnissen und Massnahmen zur Ausschöpfung des Holzenergiepotenzials, i.A. des Bundesamts für Energie BFE, Bern 2021.
- Kaufmann (2020): Mut zu höherer Inflation, Die Volkswirtschaft, Bern, 2020.

- KBOB/Stadt Zürich (2014): Wirtschaftlichkeitsrechnung im Hochbau: Eingabegrößen und Tools; Empfehlung 2014/1, Entwurf, Bern/Zürich, April 2014
- Koch (2018): EU: Liberalisierung begünstigt die Energiewende, Die Volkswirtschaft, Bern, 2018.
- NZZ (2021): Inflation, Stagflation oder Deflation – welche Folgen hat die Corona-Geldschwemme für Sparer und Anleger?, NZZ, 01.03.2021.
- NZZ (2020): Die UBS sieht den Schweizer Immobilienmarkt in einer Blase: In diesen Gefahrenregionen ist die Überhitzung am grössten, NZZ, 06.11.2020.
- Pauli M. (2021): Entwicklung Biogaspreise; Einschätzung energie360o; Zürich 14.7. 2021
- Prognos (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Bern, 2012.
- Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan (2021): Energieperspektiven 2050+ Szenarienergebnisse, i.A. des Bundesamts für Energie BFE, Bern, 2021.
- SIA (2004): Wirtschaftlichkeitsrechnung für Investitionen im Hochbau, Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein (SIA), Zürich, 2004.
- SNB (2021): Quartalsheft Q1 2021, Schweizerische Nationalbank, Zürich, 2021.
- Swissoil, EV-UP, Carbura (2018): Medienmitteilung «Heizölkunden erhalten seit dem 1. April einen Teil der Pflichtlagerbeiträge zurück», Zürich, 03.04.2018.
- WSL (2017): Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung, Zürich, 2017.

A-1 Umrechnungsfaktoren

Brennstoff	Heizwert → Brennwert	Brennwert → Heizwert
Heizöl	1,06	0,943
Erdgas	1,11	0,901
Flüssiggas	1,09	0,917
Steinkohle	1,02	0,980
Braunkohle	1,07	0,935
Holz	1,08	0,926

Tabelle 8: Umrechnungsfaktoren Heizwerte/Brennwerte. Quelle: DIN V 18599 Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung, Beiblatt 1:2010-01.