



WO WISSEN WIRKT.

Wirtschaftlichkeitsanalyse von PV-Aufständerungsvarianten an alpinen Standorten

Schneebedingte Ertragsverluste unter den neuen Referenzmarktpreisen

Die neuen Referenzmarktpreise für Solarstrom gemäss Art. 15 EnEV verändern die wirtschaftliche Bedeutung winterlicher PV-Erträge grundlegend. Für Anlagen mit einer Leistung von über 150 kWp sinkt die Sommervergütung deutlich, während Wintererträge vergleichsweise hoch vergütet werden. Dadurch gewinnen schneebedingte Ertragsverluste an wirtschaftlicher Relevanz.

steiler geneigte Varianten (über 60°) liegen seitens SPF noch keine experimentellen Validierungen vor, sodass die Ergebnisse für diesen Bereich als Modellschätzungen zu interpretieren sind. Die simulierten Erträge wurden anschliessend in einer Wirtschaftlichkeitsrechnung über 25 Jahre unter Berücksichtigung der neuen Tarifstruktur bewertet.

Ertragsverluste durch Schnee in Davos	Süd 60°	Ost-West 15°	Ost-West 60°	Ost-West 60° V2	Ost-West 75°	Vertikal Bifazial Süd
Neigung / Reihenabstand / Höhe Modulunterkante	(60°, 2m, 0.4m)	(15°, 0.5m, 0.1m)	(60°, 2m, 0.4m)	(60°, 2m, 0.6m)	(75°, 2m, 0.4m)	(90°, 2m, 0.4m)
Januar	25%	90%	26%	13%	26%	25%
Februar	44%	100%	45%	23%	45%	44%
März	36%	93%	37%	18%	37%	36%
April	5%	39%	6%	2%	6%	5%
Mai	0%	5%	0%	0%	0%	0%
Juni	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Juli	0%	0%	0%	0%	0%	0%
August	0%	0%	0%	0%	0%	0%
September	0%	2%	0%	0%	0%	0%
Oktober	0%	10%	0%	0%	0%	0%
November	0%	37%	0%	0%	0%	0%
Dezember	3%	68%	4%	1%	4%	3%
Jahr	9%	37%	10%	5%	10%	9%

Abb. 2 Ertragsverluste durch Schnee an den simulierten Anlagen

Resultate

Die Süd-Anlage (60°) dominiert mit einem internen Zinssatz (IRR) von 8.3% und Stromgestehungskosten (LCOE) von 4.65 Rp/kWh. Die flach

Anlagenname	Anlagenleistung (kWp)	Jahresertrag (MWh)	Winter-Sommer Verhältnis	Winteranteil (%)	LCOE (Rp/kWh)	Spezifische Kosten (CHF/kWp)	Investitionskosten (CHF)	p.a. (IRR) (%)
Süd (60°, 2m, 0.4m)	307	403	54%	35%	4.65	1'268	389'388	8.3
Ost-West (15°, 0.5m, 0.1m)	445	405	14%	12%	4.98	1'035	461'002	5.2
Ost-West (60°, 2m, 0.4m)	479	380	33%	25%	5.38	1'017	487'241	4.8
Ost-West (60°, 2m, 0.6m)	479	396	37%	27%	5.36	1'042	499'477	5.1
Ost-West (75°, 2m, 0.4m)	479	312	33%	23%	6.01	1'007	482'431	3.1
Vertikal Bif. Süd (90°, 2m, 0.4m)	307	317	71%	41%	5.84	1'533	470'804	4.7

Abb. 3 Übersichtstabelle der simulierten Anlagen

geneigte Ost-West-Anlage (15°) bleibt mit einem IRR von 5.2% trotz des höchsten Jahresertrags unterlegen, da hohe Schneeverluste und geringe Wintervergütung die Wirtschaftlichkeit schmälern. Die 75°-Variante erzielt trotz Neigungswinkelbonus mit 3.1% den schlechtesten IRR. Die Ost-West-Konfigurationen (60°) weisen durch das gleichmässigeres Tagesprofil ein netzdienlicheres Verhalten auf. Unter leistungsabhängigen Tarifstrukturen wie «Top40» könnten diese Varianten ohne Abregelung oder Batteriespei-

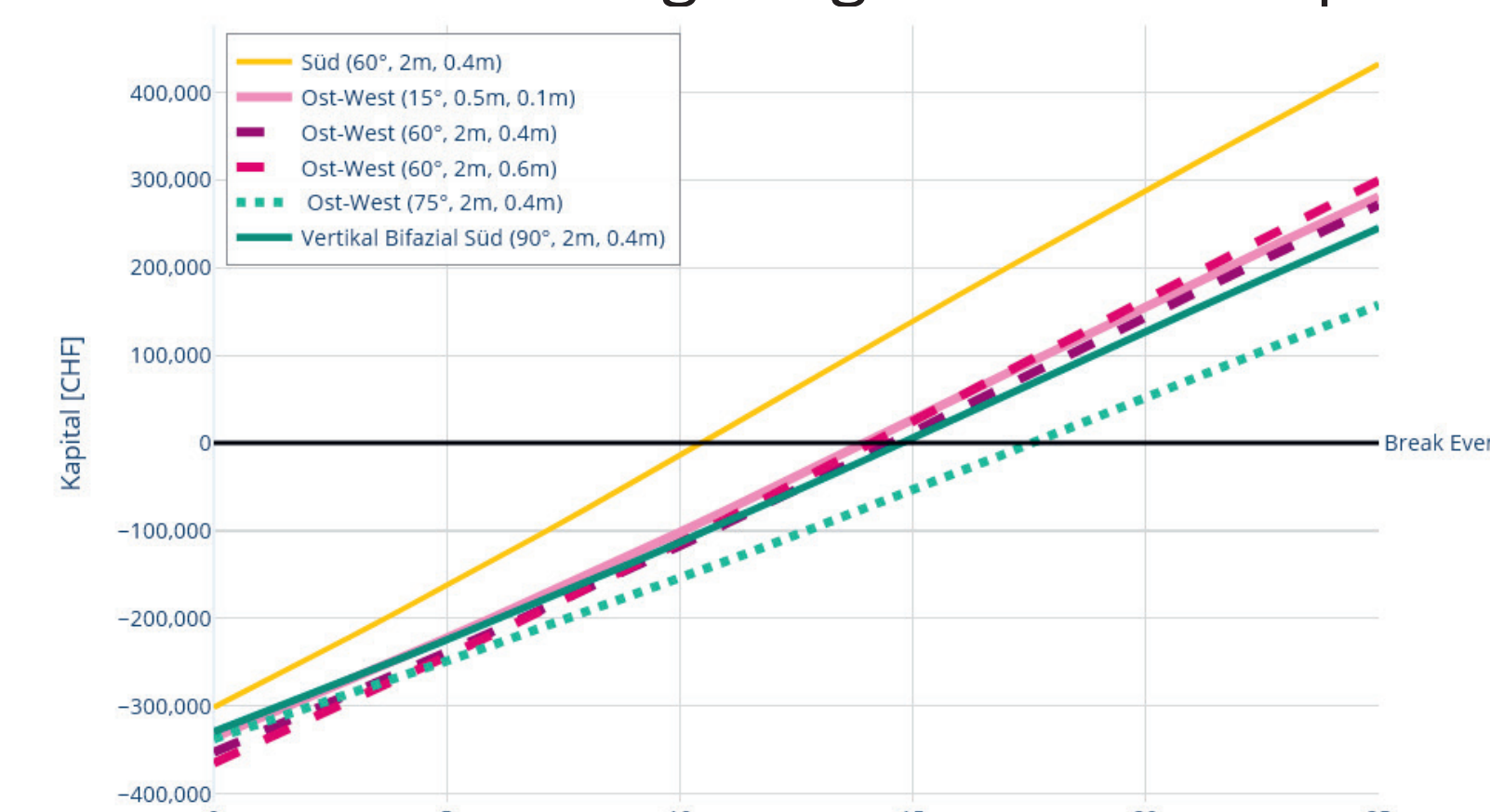


Abb. 4 Kapitalverlauf der simulierten Anlagen über 25 Jahre

cher einen zusätzlichen wirtschaftlichen Mehrwert erzielen, der in dieser Arbeit nicht berücksichtigt wird.

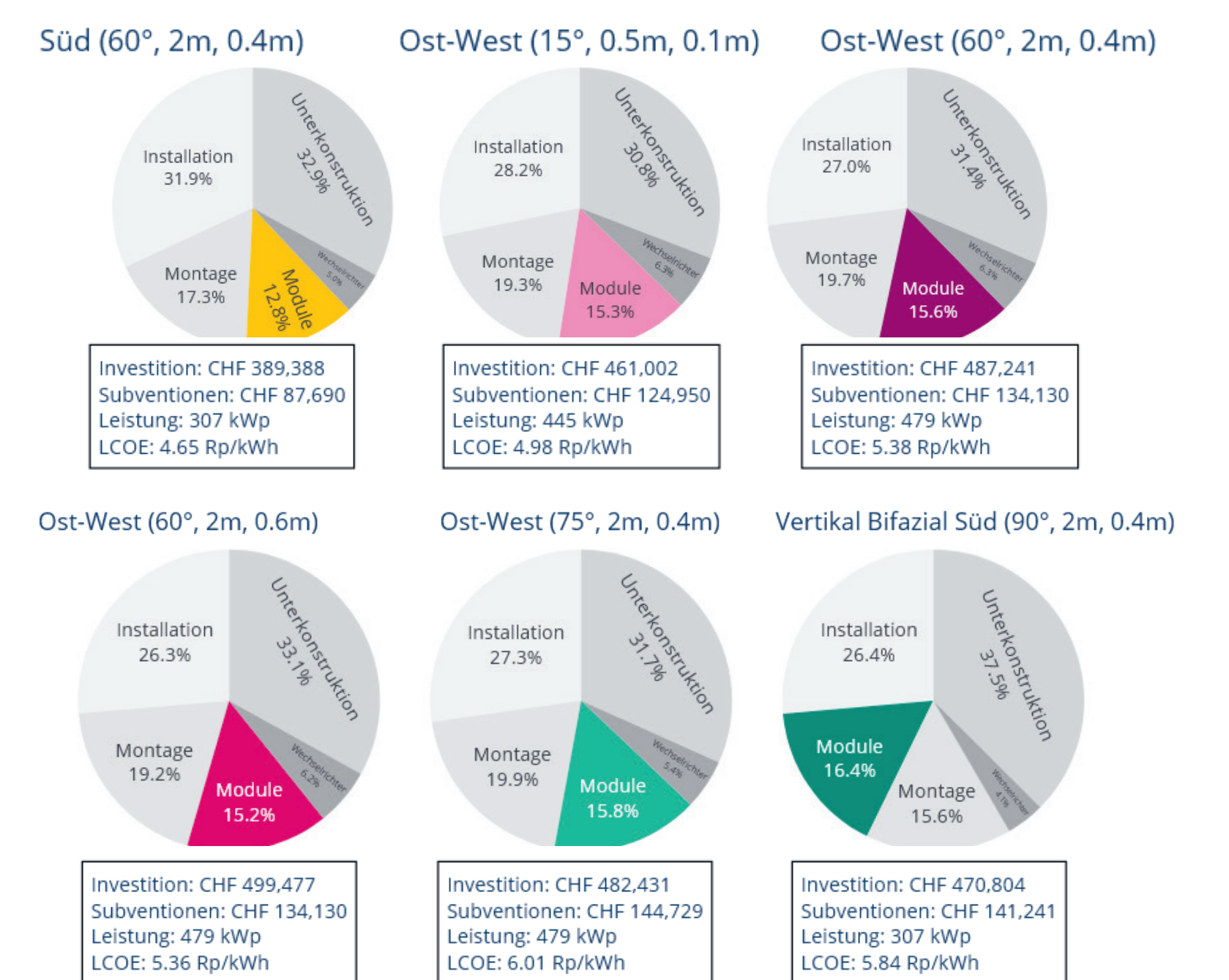


Abb. 5. Kostenverteilung der Anlagen welche in den Wirtschaftlichkeitsanalysen untersucht wurden.

In alpinen Regionen sollten die höhenangepassten 60°-Ost-West-Varianten (IRR 5.10%, Winteranteil 27%) den flach geneigten 15°-Varianten (IRR 5.2%, Winteranteil 12%) grundsätzlich vorgezogen werden.

Fazit

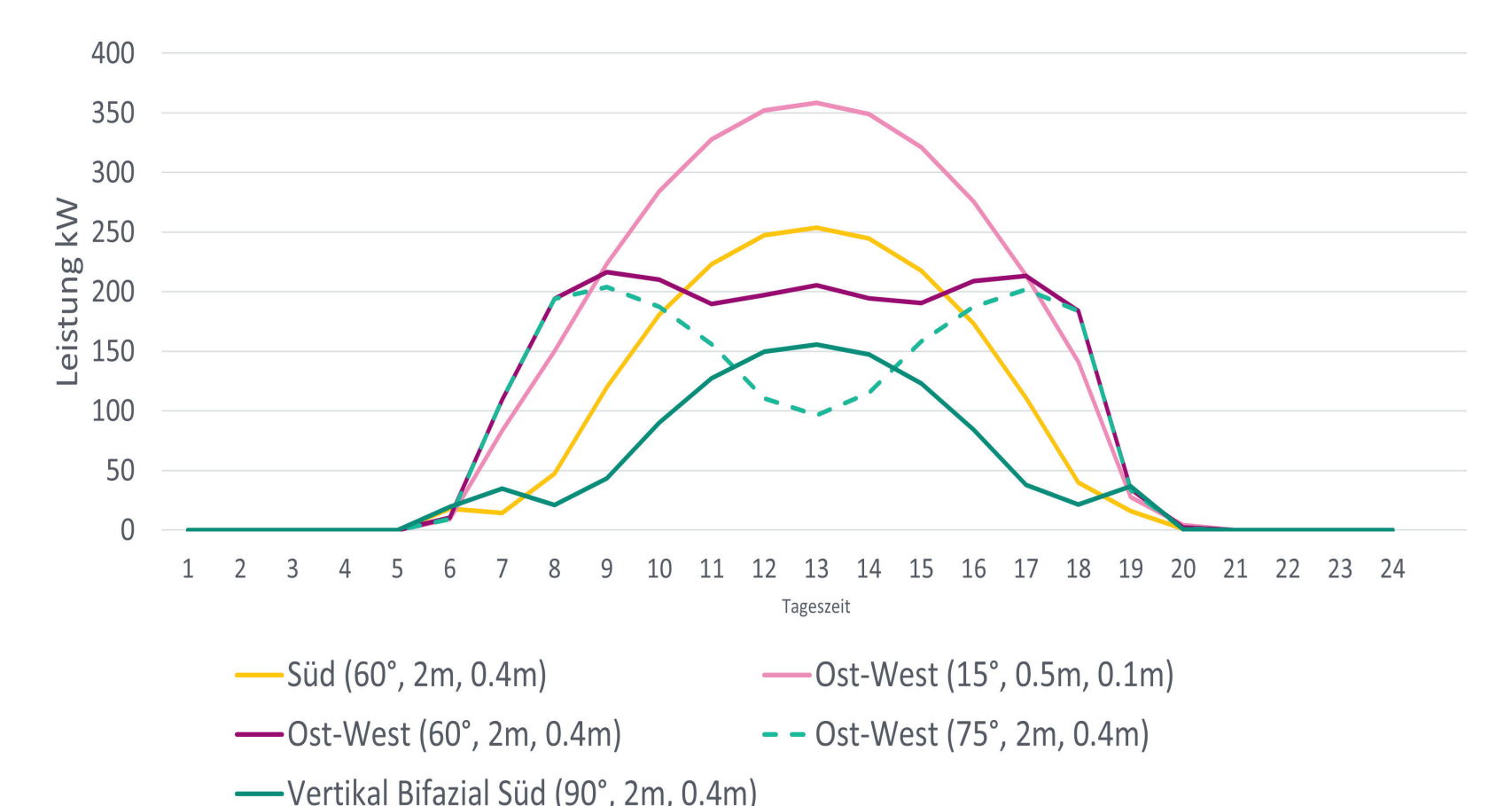
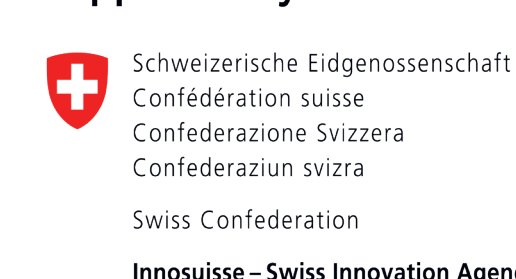


Abb. 6 Leistungsverlauf der simulierten Anlagen an einem schönen Tag Ende Juli

Unter der neuen Tarifstruktur empfiehlt sich an alpinen Standorten mit hohen Schneelasten eine steil geneigte Südausrichtung als wirtschaftlich optimale Konfiguration. Die 75°-Variante erzielt trotz Neigungswinkelbonus über 25 Jahre die schlechteste Wirtschaftlichkeit aller untersuchten Konfigurationen, da die Subventionsbegrenzung auf ein Drittel der Anlagenkosten die höheren Installationskosten und Ertragsverlusten nicht vollständig kompensieren kann. Das netzdienliche Einspeiseprofil der Ost-West-Anlagen (60°) gewinnt (siehe Abbildung 6) unter zukünftigen leistungsabhängigen Vergütungsmodellen an Bedeutung und könnte deren Wirtschaftlichkeit weiter verbessern. Weiterer Forschungsbedarf besteht in der experimentellen Validierung des Schneeverlustrechners für Neigungswinkel über 60°.

Innovation project supported by



INSTITUT FÜR SOLARTECHNIK



Alexandre Voirol
BSc. Energie und Umwelttechnik
alexandre.voirol@ost.ch
T +41 58 257 41 45



Photovoltaik in alpinen Gebieten

An alpinen Standorten mit hohen Schneelasten gewinnen winterliche Erträge unter der neuen Tarifstruktur besonders an Bedeutung – gleichzeitig sind es genau diese Erträge, die durch Schneebedeckung am stärksten beeinträchtigt werden. In dieser Arbeit wird anhand der Referenzmarktpreise 2025 der Einfluss von Schneeverlusten auf den Winterertrag sowie die daraus resultierende Wirtschaftlichkeit von sechs Aufständerungsvarianten untersucht.

Methodik

Als Referenzstandort dient das auf 1560 m ü.M. gelegene Davos GR, ein repräsentativer alpiner Standort mit hohen Schneelasten und ausgeprägter Wintereinstrahlung. Abbildung 1 zeigt die mittlere Schneehöhe in Davos Dorf für den Zeitraum 2010–2025 (3-Tage-Mittel) sowie die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte, die auf Daten von MeteoSchweiz basieren. In PVsyst wurden sechs Aufständerungsvarianten (Abbildung 3) simuliert und hinsichtlich Ertrag und Schneeverlusten verglichen. Die Berechnung der Schneeverluste (Abbildung 2) erfolgte mit dem am Institut für Solartechnik (SPF) weiterentwickelten Schneerechner, der auf dem Modell von Townsend basiert und für flach geneigte Ost-West-Systeme bis 20° anhand von Ertragswerten realisiert wurde. Für

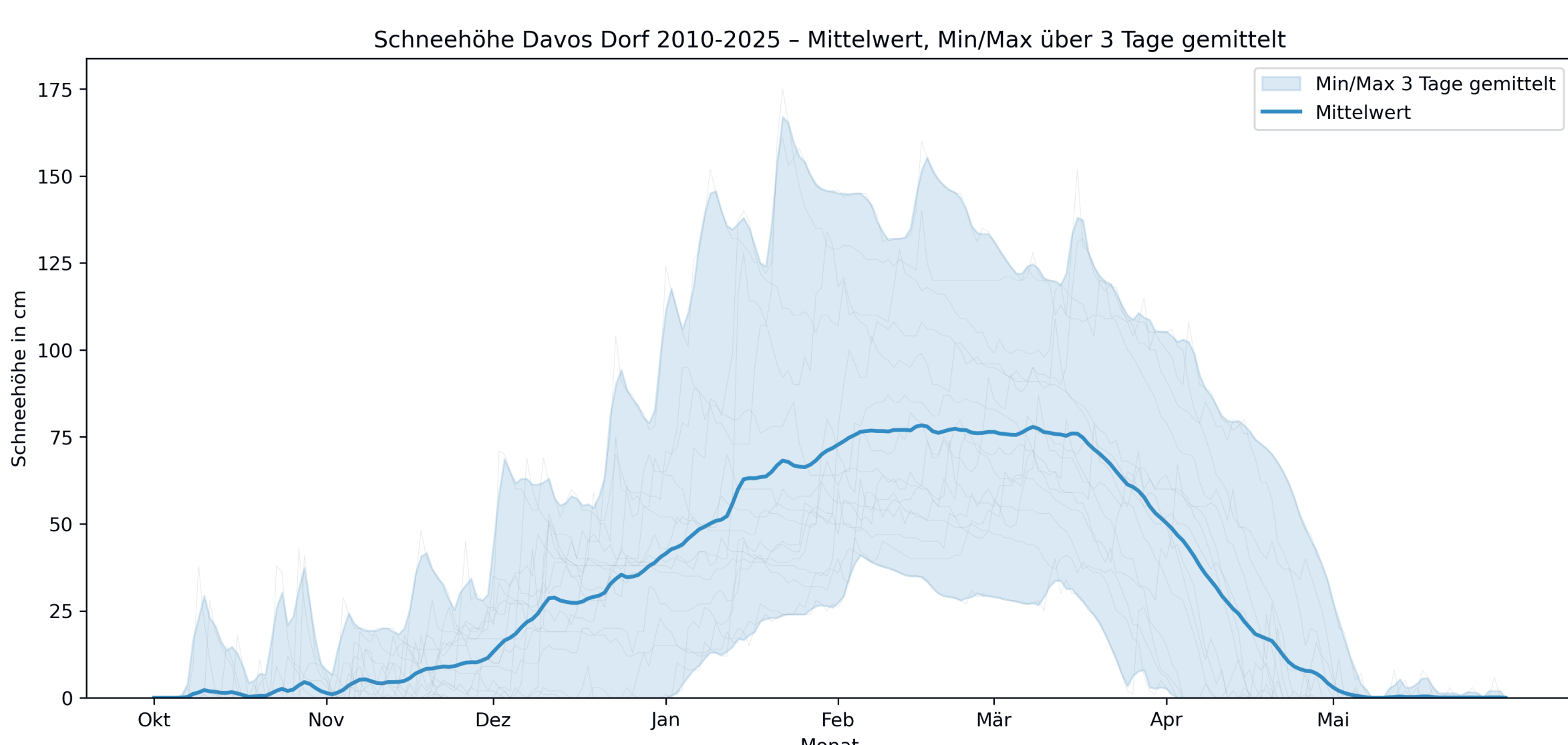


Abb. 1: Schneehöhe in Davos Dorf 2010 bis 2025 gemittelt und Min/Max-Werte 3 Tage gemittelt. Quelle: SPF mit Daten von MeteoSchweiz