

Henning Eckel, Stefan Hartmann und Walter Eggersglüß

Wirtschaftlichkeit von kleinen Windenergieanlagen

Kleine Windenergieanlagen (KWEA) können zur Stromversorgung aus erneuerbaren Quellen beitragen. Sie stoßen besonders im landwirtschaftlichen Bereich auf großes Interesse. Ziel kann es dabei zum einen sein, aus wirtschaftlichen Gründen einen möglichst großen Anteil des im Betrieb verbrauchten Stroms selber zu erzeugen und sich damit auch unabhängiger von der Strompreisentwicklung zu machen, zum anderen einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Neben einer kurzen Übersicht zu Standortwahl und Stromertrag sowie zum rechtlichen Rahmen, wird in diesem Beitrag die Wirtschaftlichkeit von kleinen Windenergieanlagen unter verschiedenen Standortbedingungen modellhaft dargestellt. Es zeigt sich, dass eine kleine Windenergieanlage unter günstigen Bedingungen durch Substitution des ansonsten eingekauften Stroms wirtschaftlich betrieben werden kann. Dazu sind allerdings ein guter Standort und eine gute zeitliche Übereinstimmung von Stromproduktion und Stromverbrauch erforderlich.

Schlüsselwörter

Windenergie, kleine Windenergieanlage, Stromerzeugung, Eigenstromversorgung

tricity that otherwise would have to be purchased. Preconditions for this are favourable site conditions and a strong temporal correlation of electricity production and consumption.

Keywords

Windenergy, small wind turbines, electricity production, electricity self-supply

Abstract

Eckel, Henning; Hartmann, Stefan and Eggersglüß, Walter

Profitability of small wind turbines

Landtechnik 67 (2012), no. 1, pp. 60–64, 3 figures, 3 tables, 6 references

Small wind turbines can contribute to the supply of electricity from renewable resources. They have attracted great interest, especially in the agricultural sector. On the one hand, the target can be an economical one: producing an as large as possible share of the electricity consumed on the farm and thus becoming more independent of electricity price developments. On the other hand, such a move offers a contribution to climate protection.

Following a short overview on site selection, electricity yields and the legal framework this article discusses the profitability of small wind turbines taking into account various exemplary site conditions. It becomes clear that small wind turbines may be profitable through their production of elec-

■ Für den Begriff kleine Windenergieanlage gibt es unterschiedliche Definitionen. Der Bundesverband Windenergie klassifiziert Anlagen bis 100 kW Generator-Nennleistung als kleine Windenergieanlagen. In der IEC Norm 61400-2:2006 [1] werden Anlagen bis zu einer vom Rotor überstrichenden Fläche von 200 m² als kleine Windenergieanlagen definiert. Dies entspricht einer Generator-Nennleistung von etwa 60–70 kW.

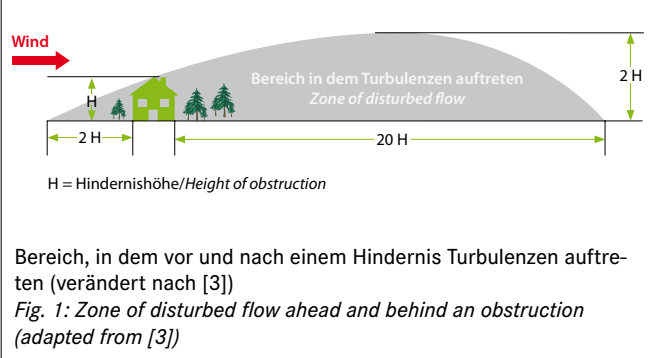
In diesem Beitrag werden Anlagen in der Leistungsspanne von 7,5 – 25 kW Nennleistung betrachtet.

Kleine Windenergieanlagen sind mit horizontaler oder vertikaler Achse verfügbar. Anlagen mit Horizontalachse sind wegen ihres höheren Wirkungsgrads am weitesten verbreitet. Spielt die Geräuschentwicklung am Standort eine wesentliche Rolle, können Anlagen mit Vertikalachse aufgrund ihrer höheren Laufruhe Vorteile bieten.

Standortwahl und Stromertrag

Die Leistung, die eine Windenergieanlage erbringen kann, hängt von vier Faktoren ab: Den größten Einfluss hat die Windgeschwindigkeit, die in der dritten Potenz in die Leistungsbeziehung eingeht. Darüber hinaus müssen der Leistungsbeiwert der Anlage (c_p), die vom Rotor überstrichene Fläche und die Luftdichte berücksichtigt werden. Der Leistungsbeiwert beschreibt als dimensionslose Größe den Anteil der im Wind enthaltenen Energie, den die Anlage nutzen kann. Der maximal

Abb. 1



mögliche Wert beträgt nach dem Betz'schen Gesetz 0,59. In der Praxis werden c_p -Werte bis etwa 0,50 erreicht.

Für den Energieertrag spielt der Standort der Anlage eine entscheidende Rolle. Neben dem Windangebot sind auch kleinräumige Faktoren wie der Abstand zu Bebauung und Vegetation zu beachten. Insbesondere sollte gewährleistet sein, dass die Anlage aus der Hauptwindrichtung ungehindert angeströmt werden kann. Dabei sollte der Abstand der Anlage zum Hindernis als Faustformel mindestens das 20-fache der Hindernishöhe betragen [2] damit die Leistung der Anlage nicht durch Turbulenzen beeinträchtigt wird (**Abbildung 1**).

Als Orientierung für den möglichen Stromertrag kann in Abhängigkeit von der am Standort auftretenden mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe von folgenden Erträgen ausgegangen werden:

- 4,0 m/s => 185 kWh/m² überstrichener Rotorfläche
- 4,5 m/s => 260 kWh/m² Rotorfläche
- 5,0 m/s => 335 kWh/m² Rotorfläche
- 5,5 m/s => 420 kWh/m² Rotorfläche
- 6,0 m/s => 500 kWh/m² Rotorfläche

Beispiel

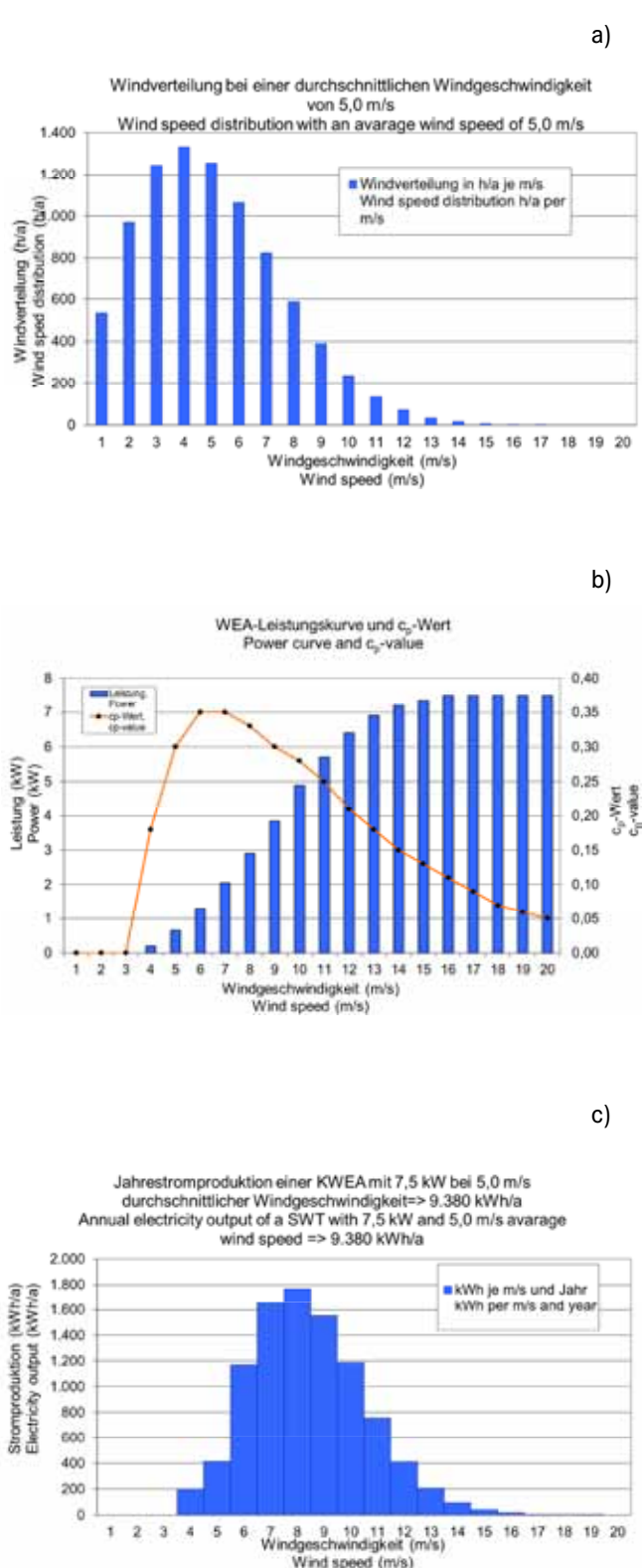
Bei einem Rotordurchmesser von 9 m, einer überstrichenen Rotorfläche von 65 m² und einem Windmittel in Höhe der Rotormitte von 4,5 m/s, ist mit einem Jahresertrag in der Größenordnung von 16 900 kWh zu rechnen.

Eine genauere Abschätzung des Ertrags ist bei Kenntnis der Windverteilung möglich. Die in **Abbildung 2** dargestellten Zusammenhänge basieren auf einer KWEA mit 7,5 kW Nennleistung, die bei 16 m/s erreicht wird und sind mithilfe des MS-EXCEL-Tools „Small Wind Turbine Yield Estimator“ [4] berechnet.

Abbildung 2a zeigt eine typische Windverteilung für einen Standort mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,0 m/s. In **Abbildung 2b** ist der Verlauf des c_p -Werts und der Anlagenleistung mit zunehmender Windgeschwindigkeit dargestellt. Der höchste c_p -Wert wird in diesem Beispiel bei einer Windgeschwindigkeit von 6–7 m/s erreicht.

Die Zeiteile (h/a) der einzelnen Windgeschwindigkeiten in Höhe der Rotormitte, multipliziert mit den jeweils dazu pas-

Abb. 2



Windverteilung (a), WEA-Leistungskurve und c_p -Wert (b) und Jahresstromproduktion (c) am Beispiel einer 7,5-kW-Anlage mit 6,0 m Rotordurchmesser

Fig. 2: Wind speed distribution (a), power curve and c_p -value (b) and annual electricity output (c) using the example of a 7,5 kW wind turbine with 6,0 m rotor diameter

senden Leistungen aus der Leistungskurve der KWEA (kW) ergibt die Jahresstromproduktion der KWEA, in diesem Beispiel 9 380 kWh/a (**Abbildung 2c**)

Rechtliche Rahmenbedingungen

Windenergieanlagen werden als bauliche Anlagen laut Baugesetzbuch (BauGB) behandelt. In der Regel ist deshalb ein Baugenehmigungsverfahren durchzuführen, das sich nach den Landesbauordnungen der einzelnen Bundesländer richtet.

Die Einhaltung der Vorgaben zum Lärmschutz und zur Vermeidung von Störungen durch Schattenwurf ist in der Regel nur möglich, wenn die Windenergieanlagen im Außenbereich aufgestellt werden. Dabei müssen die Vorgaben des §35 Baugesetzbuch beachtet werden.

Der mit Windenergieanlagen erzeugte und ins öffentliche Netz eingespeiste Strom wird nach den Regeln des Erneuerbaren Energie Gesetzes [5] vergütet. Mindestens für fünf Jahre wird eine erhöhte Anfangsvergütung gezahlt, die für im Jahr 2012 in Betrieb genommene Anlagen 8,93 Ct/kWh beträgt. Im Anschluss daran wird die Grundvergütung von 4,87 Ct/kWh angesetzt. Für Anlagen unter 50 kW installierter Leistung ergibt sich aus den Regeln des EEG, dass über den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird. Die Vergütungssätze für neue Anlagen werden jedes Jahr um 1,5 % abgesenkt, gelten dann aber jeweils für den gesamten Vergütungszeitraum.

Wirtschaftlichkeit

Die folgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beruht auf einer Auswertung von Herstellerangaben für kleine Windenergieanlagen von 5–30 kW Leistung, die von der Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein durchgeführt wurde [6]. In **Tabelle 1** ist die Spannweite der Kennwerte dargestellt, welche die Basis für die modellhafte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bilden.

Tab. 2

Modellanlagen

Table 2: Model plants

Modell Model	kW	7,5	15	25
Überstrichene Rotorfläche Swept area	m ²	28	65	126
Nabenhöhe (Rotormitte) Height of hub (center of rotor)	m ²	15	19,5	21,6
Investitionsbedarf Investment needs	€	33.750	56.250	81.250
Spezifischer Investitionsbedarf Specific investment needs	€/kW	4.500	3.750	3.250
Summe Jahreskosten Total annual costs	€/a	2.775	4.763	7063

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden drei Modellanlagen mit einer Nennleistung von 7,5, 15 und 25 kW definiert. Die Annahmen für die überstrichene Rotorfläche, die Nabenhöhen und den Investitionsbedarf für die Modellanlagen sind in **Tabelle 2** dargestellt.

Die Betriebskosten einer kleinen Windenergieanlage setzen sich aus den Kosten für Wartung und Reparatur, den Kosten für die Versicherung und den Verwaltungskosten zusammen. Von den befragten Anlagenherstellern wurden Betriebskostenansätze von 28–98 €/kW Nennleistung und Jahr genannt. Da sich aus den erhobenen Daten keine klare Abhängigkeit der Betriebskosten von der Nennleistung der Anlagen ableiten lässt, wurde für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Mittelwert von 55 €/kW Nennleistung und Jahr für alle Anlagen angesetzt.

Die wichtigsten Einflussgrößen, die die Stromgestehungskosten bestimmen, sind der Investitionsbedarf für die Anlage und die zu erwartenden Stromerträge. Für die modellhafte

Tab. 1

Kennwerte von KWEA unterschiedlicher Leistungsklassen nach Herstellerangaben [6]

Table 1: Characteristic values of small wind turbines of different power classes according to manufacturer's specifications [6]

Nennleistung Nominal power	kW	5–10	>10–20	> 20–30
KWEA-Typen Small wind turbine type	Anzahl Stück Number	16	7	5
Überstrichene Rotorfläche Swept area	m ²	15,2–50,0	39,6–78,4	108,0–133,0
Nennleistung/überstrichene Rotorfläche Nominal power/swept area	W/m ²	156–545	140–323	165–233
Höhe bis Rotormitte (entspricht bei Horizontalanlagen der Nabenhöhe) Height to center of rotor (equals height of hub in case of horizontal axis)	m	7,5–24,0	13,4–24,0	18,0–24,0
Spezifischer Investitionsbedarf Specific investment needs	€/kW Nennleistung €/kW nominal power	2.600–9.200	1.902–4.182	2.283–4.000
	€/m ² überstrichene Rotorfläche €/kW swept area	719–2.727	510–1.162	521–923

Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden die Anlagen über eine Nutzungsdauer von 20 Jahren abgeschrieben. Für das eingesetzte Kapital wurde ein pauschaler Zinsansatz in Höhe von 4 % berücksichtigt.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten für die drei Modellanlagen wurde jeweils für fünf unterschiedliche Standorte durchgeführt, die durch die mittlere Windgeschwin-

digkeit definiert sind. In Abhängigkeit von der Nabenhöhe beträgt die angenommene mittlere Windgeschwindigkeit für den schwächsten Standort 4,0–4,3 m/s und für den besten Standort 6,0–6,5 m/s. **Tabelle 3** zeigt die zu erwartenden Stromerträge, den auf den jährlichen Stromertrag bezogenen spezifischen Investitionsbedarf sowie die kalkulatorischen Stromgestehungskosten.

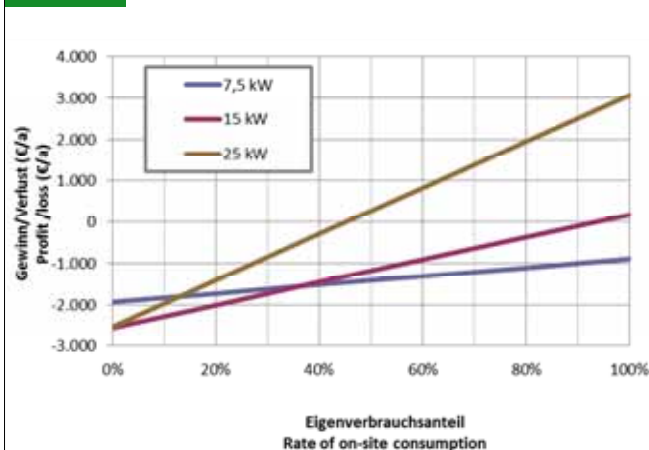
Tab. 3

Stromgestehungskosten der Modellanlagen in Abhängigkeit vom Standort
Table 3: Electricity production costs related to site conditions

Modell/Model	kW	7,5	15	25
Sehr guter Standort/Very favourable site				
Windmittel in Nabenhöhe/Average wind speed in height of hub	m/s	6	6,3	6,5
Spezifischer Stromertrag/Specific electricity yield	kWh/m ² überstrichene Rotorfläche und Jahr swept area and year	500	555	575
Jahresstromproduktion/Annual electricity output	kWh/a	14 000	36 075	72 450
Spezifischer Investitionsbedarf/Specific investment needs	€/kWh • a	2,41	1,56	1,12
Stromgestehungskosten/Electricity production costs	ct/kWh	19,82	13,20	9,75
Guter Standort/Favourable site				
Windmittel in Nabenhöhe/Average wind speed in height of hub	m/s	5,5	5,8	5,9
Spezifischer Stromertrag/Specific electricity yield	kWh/m ² überstrichene Rotorfläche und Jahr swept area and year	420	470	490
Jahresstromproduktion/Annual electricity output	kWh/a	11 760	30 550	61 740
Spezifischer Investitionsbedarf/Specific investment needs	€/kWh • a	2,87	1,84	1,32
Stromgestehungskosten/Electricity production costs	ct/kWh	23,60	15,59	11,44
Mittlerer Standort/Average site				
Windmittel in Nabenhöhe/Average wind speed in height of hub	m/s	5	5,3	5,4
Spezifischer Stromertrag/Specific electricity yield	kWh/m ² überstrichene Rotorfläche und Jahr swept area and year	335	380	402
Jahresstromproduktion/Annual electricity output	kWh/a	9 380	24 700	50 652
Spezifischer Investitionsbedarf/Specific investment needs	€/kWh • a	3,60	2,28	1,60
Stromgestehungskosten/Electricity production costs	ct/kWh	29,58	19,28	13,94
Schwacher Standort/Unfavourable site				
Windmittel in Nabenhöhe/Average wind speed in height of hub	m/s	4,5	4,8	4,9
Spezifischer Stromertrag/Specific electricity yield	kWh/m ² überstrichene Rotorfläche und Jahr swept area and year	260	300	320
Jahresstromproduktion/Annual electricity output	kWh/a	7 280	19 500	40 320
Spezifischer Investitionsbedarf/Specific investment needs	€/kWh • a	4,64	2,88	2,02
Stromgestehungskosten/Electricity production costs	ct/kWh	38,12	24,43	17,52
Sehr schwacher Standort/Very unfavourable site				
Windmittel in Nabenhöhe/Average wind speed in height of hub	m/s	4	4,2	4,3
Spezifischer Stromertrag/Specific electricity yield	kWh/m ² überstrichene Rotorfläche und Jahr swept area and year	185	220	235
Jahresstromproduktion/Annual electricity output	kWh/a	5 180	14 300	29 610
Spezifischer Investitionsbedarf/Specific investment needs	€/kWh • a	6,52	3,93	2,74
Stromgestehungskosten/Electricity production costs	ct/kWh	53,57	33,31	23,85

* Nutzungsdauer 20 Jahre, 4 % Zinsansatz, Betriebskosten 55 €/kW Nennleistung.
Useful life 20 years, interest rate 4 %, operating costs 55 €/kW nominal power.

Abb. 3



Wirtschaftliches Ergebnis kleiner Windenergieanlagen in Abhängigkeit vom Eigenverbrauchsanteil (mittlerer Standort)
 Fig. 3: Economic performance of small wind turbines as a function of the rate of on-site consumption (average site)

Unter den oben getroffenen Annahmen liegen die Stromgestehungskosten für das 7,5-kW-Modell je nach Standort zwischen 19,82 und 53,57 ct/kWh, für das 15-kW-Modell zwischen 13,20 und 33,31 ct/kWh und für die größte Modellanlage mit 25 kW zwischen 9,75 und 23,85 ct/kWh.

Ein spezifischer Investitionsbedarf unter 2,45 €/kWh Jahresstromerzeugung ermöglicht Stromgestehungskosten unter 20 ct/kWh. Unter dieser Bedingung kann die Stromerzeugung mit einer kleinen Windenergieanlage durch die Substitution des eingekauften Stroms zu einem positiven Betriebsergebnis führen. Hierbei wird von einem Strompreis von 20 ct/kWh ausgegangen.

Am Beispiel des mittleren Standorts (\emptyset Windgeschwindigkeit 5,0–5,4 m/s) ist in **Abbildung 3** das wirtschaftliche Ergebnis der drei Modellanlagen in Abhängigkeit vom Eigenverbrauchsanteil dargestellt.

Für ein ausgeglichenes Ergebnis muss im gezeigten Beispiel (**Abbildung 3**) für die 25-kW-Anlage ein Eigenverbrauchsanteil von 45 %, für die 15 kW Anlage von 94 % erreicht werden. Um diesen hohen Eigenverbrauchsanteil in der Praxis zu erreichen, muss der Strombedarf ein Vielfaches der Jahresstromproduktion der KWEA betragen, damit der erzeugte Strom zu jeder Zeit abgenommen werden kann.

Für die 7,5-kW-Anlage kann ein positives Betriebsergebnis unter den im Beispiel angenommenen Bedingungen nicht erreicht werden.

Schlussfolgerungen

In den dargestellten Beispielen sind die Stromgestehungskosten in allen Fällen höher als die EEG-Einspeisevergütung, daher muss für ein positives Betriebsergebnis ein großer Teil des produzierten Stroms selber genutzt werden, um eingekauften Strom zu substituieren. Dazu ist eine gute zeitliche Überein-

stimmung von Stromproduktion und Bedarf erforderlich. Eine ausschließliche Einspeisung in das öffentliche Netz mit einer EEG Vergütung von 8,93 ct/kWh ist aus ökonomischer Sicht nicht sinnvoll. Neben der Frage der Wirtschaftlichkeit am gegebenen Standort können auch Überlegungen zur CO₂-armen Stromerzeugung und zur verstärkten Unabhängigkeit von der Strompreisentwicklung in eine Entscheidung für oder gegen eine kleine Windenergieanlage einfließen.

Literatur

- [1] IEC (2006): IEC 61400-2:2006, Windenergieanlagen – Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen, International Electrotechnical Commission, Genf
- [2] BVKW (2010): Kleinwindanlagen. Ein kurzer Leitfaden für die Praxis, Bundesverband Kleinwindanlagen, Riepe
- [3] Gipe, P. (2004): Wind Power, Renewable Energy for Home, Farm and Business, Chelsea Green Publishing
- [4] IWES (2011): Small Wind Turbine Yield Estimator, www.windmonitor.de Rubrik Service (Zugriff am 09.12.2011), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel
- [5] EEG (2012): Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom 28.07.2011 (Änderung des Erneuerbare Energien Gesetz vom 25.10.2008), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 42
- [6] Eggersgläub, W. (2010): Kleine Windenergieanlagen – Investitionsbedarf und Betriebskosten. Abschlussbericht KTBL-Arbeitsprogramm Kalkulationsunterlagen, Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, unveröffentlicht

Autoren

Henning Eckel und **Stefan Hartmann** sind Mitarbeiter des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., Bartningstraße 49, 67289 Darmstadt, E-Mail: h.eckel@ktbl.de, s.hartmann@ktbl.de

Walter Eggersgläub ist Mitarbeiter der Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, Am Kamp 15-17, 24768 Rendsburg, E-Mail: weggersgluess@lksh.de