

(12) NACH DEM VERTRAG ÜBER DIE INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT AUF DEM GEBIET DES  
PATENTWESENS (PCT) VERÖFFENTLICHTE INTERNATIONALE ANMELDUNG

(19) Weltorganisation für geistiges

Eigentum

Internationales Büro

(43) Internationales  
Veröffentlichungsdatum

6. Juni 2013 (06.06.2013)



W I P O I P C T



(10) Internationale Veröffentlichungsnummer

WO 2013/079282 A2

(51) Internationale Patentklassifikation:

H01L 31/02 (2006.01)

(21) Internationales Aktenzeichen: PCT/EP20 12/07 1908

(22) Internationales Anmeldedatum:  
6. November 2012 (06. 11.2012)

(25) Einreichungssprache: Deutsch

(26) Veröffentlichungssprache: Deutsch

(30) Angaben zur Priorität:  
10 201 1 055 849.7  
29. November 2011 (29. 11.2011) DE  
10 2012 106 124.6 6. M i 2012 (06.07.2012) DE

(71) Anmelder: SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT  
[DE/DE]; Wittelsbacherplatz 2, 80333 München (DE).  
FRAUNHOFER GESELLSCHAFT ZUR  
FÖRDERUNG DER ANGEWANDTEN FORSCHUNG  
E.V. [DE/DE]; Hansastraße 27 c, 80686 München (DE).

(72) Erfinder: BISCHOFF, Martin; Gabelsberger Str. 22,  
91052 Erlangen (DE). HENNIG, Oliver; Gerhardstr. 1,  
81543 München (DE). KÜFER, Karl-Heinz; Ringstr. 42,  
67685 Weilerbach (DE). PLOCIENNIK, Kai;  
Burgherrenstr. 9, 67661 Kaiserslautern (DE). SCHÜLE,

Ingmar; Theodor-Heuss-Str. 21, 67663 Kaiserslautern  
(DE). WEBER, Jens; Düsseldorf Str. 26, 90425  
Nürnberg (DE).

(74) Gemeinsamer Vertreter: SIEMENS  
AKTIENGESELLSCHAFT; Postfach 22 16 34, 80506  
München (DE).

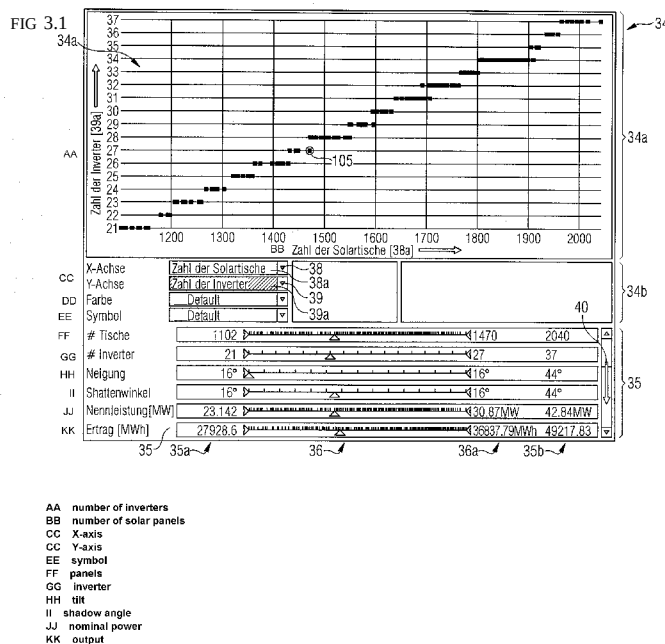
(81) Bestimmungsstaaten (soweit nicht anders angegeben, für  
jede verfügbare nationale Schutzrechtsart): AE, AG, AL,  
AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW,  
BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK,  
DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM,  
GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN,  
KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD,  
ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI,  
NO, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU,  
RW, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ,  
TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA,  
ZM, ZW.

(84) Bestimmungsstaaten (soweit nicht anders angegeben, für  
jede verfügbare regionale Schutzrechtsart): ARIPO (BW,  
GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, SZ,  
TZ, UG, ZM, ZW), eurasisches (AM, AZ, BY, KG, KZ,  
RU, TJ, TM), europäisches (AL, AT, BE, BG, CH, CY,  
CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT,

[Fortsetzung auf der nächsten Seite]

(54) Title: METHOD FOR CREATING A PHYSICAL LAYOUT OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM

(54) Bezeichnung : VERFAHREN ZUR SCHAFFUNG EINES PHYSIKALISCHEN LAYOUTS EINER PHOTOVOLTAIK-  
ANLAGE



(57) Abstract: The invention relates to a method for creating a physical layout of a photovoltaic system in a specified field. The photovoltaic system is specified by a plurality of technical properties. The method comprises the steps of reading out more than 20 pre-calculated, completed layouts for the photovoltaic system from a memory; presenting the completed layouts in a graphical presentation in such a way that each of the completed layouts is represented by at least one partial amount of the plurality of technical properties; modifying value ranges of the presented technical properties, in order to present a modified number of completed layouts in a comparable manner; and selecting an optimized layout that has been optimized with regard to the presented properties from the modified number of completed layouts. By means of the claimed method a photovoltaic system having a high nominal power can be established in the best possible manner. The physical layout of the entire photovoltaic system is adapted to the specified field.

(57) Zusammenfassung: Es wird ein Verfahren zur Schaffung eines physikalischen

[Fortsetzung auf der nächsten Seite]



LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS,  
SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM,  
GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

**Veröffentlicht:**

— *ohne internationalen Recherchenbericht und erneut zu  
veröffentlichen nach Erhalt des Berichts (Regel 48 Absatz  
2 Buchstabe g)*

---

Layouts einer Photovoltaikanlage auf einem spezifizierten Gebiet vorgeschlagen. Die Photovoltaikanlage ist durch eine Vielzahl technischer Eigenschaften spezifiziert. Das Verfahren umfasst die Schritte Auslesen von mehr als 20 vorberechneten, fertigen Layouts für die Photovoltaikanlage aus einem Speicher, Darstellen der fertigen Layouts in einer grafischen Darstellung derart, dass jedes der fertigen Layouts mit zumindest einer Teilmenge der Vielzahl der technischen Eigenschaften repräsentiert ist, Verändern von Wertebereichen der dargestellten technischen Eigenschaften, um eine veränderte Anzahl von fertigen Layouts vergleichend darzustellen, und Auswählen eines hinsichtlich der dargestellten Eigenschaften optimierten Layouts aus der veränderten Anzahl von fertigen Layouts. Mit dem beanspruchten Verfahren lässt sich eine Photovoltaikanlage mit einer großen Nennleistung bestmöglich errichten. Das physikalische Layout der gesamten Photovoltaikanlage wird auf das spezifizierte Gebiet angepasst.

## Beschreibung

Verfahren zur Schaffung eines physikalischen Layouts einer Photovoltaik- Anlage

5

Die vorliegende Erfindung betrifft Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), im Sinne von der Sonne betriebenen Kraftwerken, ihren Aufbau, ihre Erstellung und ihre "Optimierung" mit Blick auf Eigenschaften des Kraftwerks, wie auch Gas- oder Kohle- oder Kernkraft betriebene Kraftwerke optimiert werden müssen, deren elektrische Abgabeleistung auf fossilen oder atomaren Brennstoffen beruhen.

Bei der Erstellung und dem Aufbau von Photovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung liegt eine Vielzahl von sich teilweise widersprechenden Optimierungszielen vor. Um zu einer "guten" PV-Anlage zu gelangen, muss ein zufriedenstellender Kompromiss aus den verschiedenen Optimierungszielen gefunden werden.

Bestehende Softwaretools zur Optimierung von PV-Anlagen und die ihnen zugrundeliegenden Konzepte und Methoden folgen jedoch einem einkriteriellen Ansatz, weshalb sie prinzipbedingt den Benutzer des Softwaretools nur unzureichend bei der Gestaltung der PV-Anlage unterstützen. Des Weiteren tendieren solche Ansätze dazu, Optimierungsspielraum in einzelnen Kriterien zu vergeben.

Das Grundprinzip der Stromerzeugung in einer Photovoltaik-Anlage lässt sich folgendermaßen beschreiben: Photovoltaik-Module wandeln eintreffendes Sonnenlicht in Gleichstrom um. Mit sogenannten Invertern (das sind DC-AC Wandler im Sinne von Wechselrichtern) wird dieser Gleichstrom in einen Wechselstrom (der lokalen Netzfrequenz, also 50Hz oder 60Hz) mit höherer Spannung umgewandelt, und nach einer weiteren Spannungserhöhung durch Transformatoren wird der so erzeugte Strom in das Stromnetz eines Energieversorgers eingespeist.

Üblicherweise werden die PV-Module dabei nicht einzeln im bebauten Gebiet aufgestellt, sondern eine größere Anzahl von Modulen wird zu einer größeren Baugruppe, einem sogenannten Tisch, zusammengefasst. Ein Tisch steht auf mehreren Füßen und  
5 kann beispielsweise 100 Module tragen, die in mehreren, z.B. fünf Reihen zu bspw. je zwanzig Modulen auf ihm montiert sind. Je länger ein solcher Tisch ist, desto mehr Stützfüße weist er auf, die auch nach Art eines Basisgestells in Querrichtung mit Streben gehalten sein können, oder nach Art von 3D-  
10 Gitterkonstruktionen die Solarmodule tragen können.

Da die von einem einzelnen Modul gelieferte Spannung zu klein ist, um sie direkt in einen Inverter einspeisen zu können, werden mehrere Module zu sogenannten Strings in Reihe geschaltet.  
15 Ein Solartisch würde beispielsweise fünf Strings zu je zwanzig elektrisch in Reihe geschalteten Modulen enthalten, wobei die fünf Strings den fünf Modulreihen des Tisches entsprechen könnten. Die Strings eines Tisches werden im Beispiel parallel geschaltet. Schließlich werden mehrere Solartische  
20 parallel an einen Invertereingang (z.B. als Wechselrichter) angeschlossen. Andere elektrische Verschaltungen der Module, z.B. nach einem Butterfly Layout, sind natürlich auch möglich. Hier teilen sich jeweils zwei Strings zwei benachbarte Modulreihen. Bevorzugte Spannungsbereiche der so erhaltenen, multiplizierten Gleichspannung (mit der Anzahl der Module pro  
25 String) können oberhalb von 500 V liegen, bevorzugt im Bereich zwischen 700 V und 1.500 V.

Zum Zwecke der besseren Ausnutzung der eintreffenden Sonnenstrahlung können die Module auf dem Tisch nicht flach (horizontal) montiert, sondern um einen gewissen Neigungswinkel aus der Horizontalen heraus in Richtung Äquator geneigt sein, wie es durch unterschiedliche Längen der Füße erreichbar ist.  
30

Die oben genannten Schwachpunkte bestehender PV-Anlagen-Optimierungstools, sowohl die unzureichende Entscheidungsunterstützung bei einer Kompromissfindung als auch das Vergeben  
35

von Optimierungsspielraum, sollen als (technische) Problemstellung behoben/beseitigt werden.

Die Lösung liegt in Anspruch 1. Es handelt sich dabei um eine  
5 rechnergestützte Lösung.

Demgemäß wird ein Verfahren zur Schaffung eines physikalischen Layouts einer Photovoltaikanlage auf einem spezifizierten Gebiet vorgeschlagen. Die Photovoltaikanlage ist durch eine  
10 Vielzahl technischer Eigenschaften spezifiziert. Das Verfahren umfasst die Schritte Auslesen von mehr als 20 vorberechneten, fertigen Layouts für die Photovoltaikanlage aus einem Speicher, Darstellen der fertigen Layouts in einer grafischen Darstellung derart, dass jedes der fertigen Layouts mit zumindest  
15 einer Teilmenge der Vielzahl der technischen Eigenschaften repräsentiert ist, Verändern von Wertebereichen der dargestellten technischen Eigenschaften, um eine veränderte Anzahl von fertigen Layouts vergleichend darzustellen, und Auswählen eines hinsichtlich der dargestellten Eigenschaften optimierten  
20 Layouts aus der veränderten Anzahl von fertigen Layouts.

Eine rechnergestützte mehrkriterielle Optimierung (technischer) PV-Anlagen wird damit vorgeschlagen. Das Konzept beinhaltet ein Verfahren zur Generierung einer Vielfalt von möglichen PV-Anlagen auf einem zu bebauenden Gebiet, sowie ein Konzept zur mehrkriteriellen Navigation auf der erzeugten Lösungsmenge. Mittels dieser Navigation ist es möglich, unter den verfügbaren Layouts von baufähigen PV-Anlagen dasjenige zu  
25 bestimmen, welches den besten Kompromiss aus den verschiedenen Optimierungszielen bietet.  
30

Mit dem beanspruchten Verfahren lässt sich eine PV-Anlage mit einer großen Nennleistung bestmöglich errichten. Das physikalische Layout der gesamten Photovoltaikanlage wird auf das  
35 spezifizierte Gebiet angepasst.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens wird das Darstellen der fertigen Layouts mit der Teilmenge der Vielzahl der techni-

sehen Eigenschaften derart vorgenommen, dass mehrere technische Eigenschaftsskalen in einem Skalenbereich der grafischen Darstellung gebildet werden, wobei auf jeder technischen Eigenschaftsskala die gleiche technische Eigenschaft der fertigen Layouts aufgetragen wird, und dass in einem Koordinatenbereich der grafischen Darstellung jedes dargestellte fertige Layout durch eine Markierung repräsentiert und über zumindest zwei der technischen Eigenschaften im Koordinatenbereich der grafischen Darstellung lokalisiert wird.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens umfasst die Vielzahl technischer Eigenschaften zumindest eine erste Vielzahl nebeneinander und/oder hintereinander aufgestellter Solartische, jeweils mit Solarzellen tragender Fläche, die elektrischen Gleichstrom erzeugen, eine zweite Vielzahl von DC-AC-Wandlern, denen der von den Solartischen erzeugte Gleichstrom über Kabel zugeführt wird, und zumindest eine Trafostation, der eine in der Spannung hochgesetzte Wechselspannung von den DC-AC-Wandlern über Leitungen zugeführt wird.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens umfasst die Vielzahl technischer Eigenschaften eine Anordnung aller Solartische auf dem spezifizierten Gebiet, eine Platzierung der DC-AC-Wandlern, Bahnführungen von Kabeln und Leitungen und eine Lage der zumindest einen Trafostation.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens umfasst die Vielzahl technischer Eigenschaften Gruppen von Solartischen, wobei jede Gruppe von Solartischen einem DC-AC-Wandler zugeordnet ist.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens wird jedem DC-AC-Wandler nicht mehr als eine Gruppe der ersten Vielzahl von Solartischen zugeordnet.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens ist die zweite Vielzahl von DC-AC-Wandlern kleiner als die erste Vielzahl von Solartischen. Jedem DC-AC-Wandler wird jeweils von seiner

zugeordneten Gruppe von Solartischen erzeugter elektrischer Gleichstrom über Kabel zugeführt, wobei jede Gruppe von Solartischen nicht mehr als die Hälfte der ersten Vielzahl von Solartischen enthält und/oder eine Nennleistung einer  
5 jeweiligen Gruppe von Solartischen zumindest der Hälfte einer Nennleistung des der Gruppe zugeordneten DC-AC-Wandlers entspricht. Der zumindest einen Trafostation wird die in der Spannung hochgesetzte Wechselspannung zumindest einer ersten Gruppe von DC-AC-Wandlern über Leitungen zugeführt.

10

Bei Ausführungsformen des Verfahrens weist die Photovoltaikanlage eine Nennleistung oberhalb von 2 MW auf.

15

Bei Ausführungsformen des Verfahrens ist zumindest auf einer technischen Eigenschaftsskala einseitig oder beidseitig eine Begrenzung einstellbar, um in dem Koordinatenbereich nur noch die fertigen Layouts durch eine Markierung hervorgehoben zu repräsentieren, deren technischer Eigenschaftswert auf der begrenzten Eigenschaftsskala innerhalb der eingestellten  
20 Grenze liegt.

25

Bei Ausführungsformen des Verfahrens sind zwei technische Eigenschaftsskalen gemeinsam einseitig oder beidseitig mit einer jeweiligen Begrenzung einstellbar.

30

Bei Ausführungsformen des Verfahrens wird die einseitige oder beidseitige Begrenzung wieder aufgehoben, um die mehr als 20 fertigen Layouts im Koordinatenbereich erneut einheitlich darzustellen .

35

Bei Ausführungsformen des Verfahrens werden zwei grundsätzlich andere Arten von fertigen Layouts in dem Koordinatenbereich durch eine jeweils andere Markierung repräsentiert und sind über zumindest zwei der technischen Eigenschaften, jede entlang einer Koordinatenachse, lokalisiert, um die beiden Arten von fertigen Layouts über die beiden technischen Eigenschaften auf den Koordinatenachsen vergleichen zu können.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens hat eine grundsätzliche Art eine robustere, beim Aufbau weniger störanfällige Anordnung der Tische, und die andere Art hat eine auf Baufehler empfindlichere, unregelmäßige Anordnung der Tische.

5

Bei Ausführungsformen des Verfahrens ist je ein DC-AC-Wandler je nur einem Solartisch zugeordnet.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens ist die zweite Vielzahl kleiner als 50% der ersten Vielzahl, insbesondere kleiner als 10 %.

Weiterhin wird ein Verfahren zur Auslegung einer zu errichtenden Photovoltaikanlage mit einer Nennleistung oberhalb von 2 MW oder zur Schaffung eines physikalischen Layouts der Photovoltaikanlage auf einem spezifizierten Gebiet vorgeschlagen. Die Photovoltaikanlage beziehungsweise das Layout bestehen zumindest aus (i) einer ersten Vielzahl nebeneinander aufgestellter Tische mit Solarzellen tragender Fläche, die als Solartische elektrischen Gleichstrom auf einer ersten Spannungsebene erzeugen, (ii) einer geringeren Vielzahl von DC-AC-Wandlern, insbesondere Invertern, wobei jedem DC-AC-Wandler jeweils von Solarenergie erzeugter Gleichstrom von einer zugeordneten Gruppe von Solartischen über Kabel zuführbar ist oder zugeführt wird, wobei jede Gruppe von Solartischen nicht mehr als die Hälfte der ersten Vielzahl von Solartischen enthält und/oder eine Nennleistung einer jeweiligen Gruppe von Solartischen zumindest der Hälfte einer Nennleistung des der Gruppe zugeordneten DC-AC-Wandlers entspricht, und (iii) zumindest einer Trafostation, der in der Spannung hochgesetzte Wechselspannung zumindest einer ersten Gruppe von DC-AC-Wandlern über Leitungen zuführbar ist oder zugeführt wird, wobei zur technischen Spezifikation der Photovoltaikanlage eine große Anzahl von mehr als zwanzig fertigen Layouts von Photovoltaikanlagen, von denen jede über zumindest die oben genannten technischen Parameter (i) bis (iii) sowie eine Anzahl und Anordnung aller Solartische auf dem spezifizierten Gebiet, eine Anzahl und Platzierung von allen DC-AC-Wandlern, eine Zuordnung jeder

Gruppe von Solartischen zu ihrem DC-AC-Wandler, alle Bahnführungen der Kabel und alle Bahnführungen der Leitungen, sowie die Lage der Trafostation definiert ist, in einem Speichermodul abrufbar gespeichert ist. Die zumindest zwanzig fertigen  
5 Layouts von Photovoltaikanlagen werden in einer grafischen Darstellung so dargestellt oder aufgetragen, dass jedes der Layouts und damit jede zugehörige Photovoltaikanlage mit zumindest ihrer Nennleistung und/oder ihrer ersten Vielzahl von Solartischen und ihrer geringeren Anzahl von DC-AC-Wandlern  
10 als technische Eigenschaften repräsentiert ist, um unter zumindest diesen Eigenschaften auszuwählen, zu vergleichen und/oder einen dargestellten Bereich einer Eigenschaft einzuschränken .

15 Bei Ausführungsformen des Verfahrens besitzt ein DC-AC-Wandler eine Nennleistung zwischen 1kW und 1MW, und/oder ein Solarmodul weist eine Nennleistung oberhalb 200W auf, und/oder ein Solartisch weist zwischen 15 und 100 Module auf, und/oder ein Tisch hat eine Nennleistung oberhalb 3kW, insbesondere zwischen  
20 20kW und 50kW.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens ist die Solarzellen tragende Fläche jedes der Tische geneigt, insbesondere in einem festen, gleichen Winkel für alle Tische.

25 Bei Ausführungsformen des Verfahrens ist der Winkel ( $\theta$ ) ein spitzer Winkel ist, insbesondere in einem Winkelbereich zwischen  $15^\circ$  und  $45^\circ$  liegt.

30 Bei Ausführungsformen des Verfahrens erfasst die Nennleistung einer jeweiligen Gruppe von Solartischen an die Nennleistung des der Gruppe jeweils zugeordneten DC-AC-Wandlers einen Bereich von  $\pm 30\%$ , bevorzugt  $\pm 10\%$ , gegenüber einem genauen Übereinstimmen der Nennleistungen.

35 Bei Ausführungsformen des Verfahrens ist die Nennleistung einer Gruppe von Solartischen mehr als 100 % größer, als die Nennleistung des der Gruppe zugeordneten DC-AC-Wandlers.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens sind nicht die konkreten Layouts der Photovoltaikanlagen in der grafischen Darstellung aufgetragen, nur technische Eigenschaften von diesen.

5

Bei Ausführungsformen des Verfahrens liegt die erste Spannungsebene von Gleichspannung unter 1.500 V.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens ist das Speichermodul eine Datenbank.

10

Bei Ausführungsformen des Verfahrens sind jedem der geringeren Vielzahl von DC-AC-Wandlern weniger als 10 % der Anzahl der Tische einer gesamten PV-Anlage zugeordnet.

15

Bei Ausführungsformen des Verfahrens sind zumindest einige der Gruppen von DC-AC-Wandlern in einer Ringleitung mit der Trafostation elektrisch verbunden.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens sind mehr als 80 % der elektrischen Kabellänge in dem Layout jeder PV-Anlage DC-Kabel, der Rest AC-Leitungen.

20

Weiterhin wird ein Verfahren zur Darstellung einer großen Anzahl von mehr als zwanzig fertigen Layouts von Photovoltaikanlagen auf einer Bildschirmdarstellung zur Unterstützung eines Nutzers bei einer Auslegung einer zu errichtenden Photovoltaikanlage mit einer Nennleistung oberhalb von 2 MW oder bei der Schaffung eines baufähigen physikalischen Layouts der Photovoltaikanlage auf einem spezifizierten Gebiet vorgeschlagen. Das Layout oder die Photovoltaikanlage bestehen zumindest aus (i) einer ersten Vielzahl nebeneinander aufgestellter Tische mit Solarzellen tragender Fläche, die als Solartische elektrischen Gleichstrom auf einer ersten Spannungsebene oberhalb von 500 V erzeugen, (ii) einer geringeren zweiten Vielzahl von DC-AC-Wandlern, insbesondere Invertern, wobei jedem DC-AC-Wandler jeweils von Solarenergie erzeugter Gleichstrom von nicht mehr als einer zugeordneten Untergruppe der Gesamtheit der Solarti-

25

30

35

sehe über DC-Kabel zuführbar ist oder zugeführt wird, und  
(iii) zumindest einer Trafostation, der in der Spannung gegen-  
über der ersten Spannungsebene hochgesetzte Wechselspannung  
von den DC-AC-Wandlern über AC-Leitungen zuführbar sind. Zur  
5 technischen Spezifikation der baufähigen Photovoltaikanlage  
ist die große Anzahl von fertigen Layouts von Photovoltaikan-  
lagen in einem Speicher abrufbar gespeichert. Die fertigen  
Layouts sind in einer grafischen Bildschirmdarstellung mit ei-  
ner Vielzahl ihrer technischen Eigenschaften so dargestellt  
10 oder aufgetragen, dass mehrere technische Eigenschaftsskalen  
in einem Skalenbereich gebildet werden und auf jeder techni-  
schen Eigenschaftsskala die gleiche technische Eigenschaft der  
großen Anzahl von fertigen Layouts von Photovoltaikanlagen  
aufgetragen ist. In einem Koordinatenbereich wird jede Photo-  
15 voltaikanlage durch eine Markierung repräsentiert und über zu-  
mindest zwei ihrer technischen Eigenschaften im Koordinatenbe-  
reich lokalisiert.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens ist jedes der Layouts und  
20 damit jede zugehörige Photovoltaikanlage mit zumindest ihrer  
Nennleistung und/oder ihrer ersten Vielzahl von Solartischen  
und/oder ihrer geringen Anzahl von Invertern als technische  
Eigenschaften auf den technischen Eigenschaftsskalen repräsen-  
tiert, um für zumindest diese Eigenschaften Koordinatenachsen  
25 im Koordinatenbereich auszuwählen, insbesondere gesteuert aus  
einem dritten Bereich der Bildschirmdarstellung.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens ist jedes der in dem  
Speicher gespeicherten Layouts über zumindest die technischen  
30 Eigenschaften (i) bis (iii) sowie eine Anzahl und Anordnung  
aller Solartische auf dem spezifizierten Gebiet, eine Anzahl  
und Platzierung von allen Wandlern, eine Zuordnung jeder Un-  
tergruppe von Solartischen zu ihrem Wandler, alle Bahnführun-  
gen der DC-Kabel und alle Bahnführungen der AC-Leitungen sowie  
35 die Lage der Trafostation definiert.

Weiterhin wird ein Verfahren zur Darstellung einer großen An-  
zahl von mehr als zwanzig fertigen Layouts von Photovoltaikan-

lagen auf einer Bildschirmdarstellung zur Unterstützung eines Nutzers bei einer Auslegung einer zu errichtenden Photovoltaikanlage mit einer Nennleistung oberhalb von 2 MW oder bei der Schaffung eines baufähigen physikalischen Layouts der Photovoltaikanlage auf einem spezifizierten Gebiet vorgeschlagen. Das Layout oder die Photovoltaikanlage bestehen zumindest aus (i) einer ersten Vielzahl nebeneinander und hintereinander aufgestellter Tische mit jeweils Solarzellen tragender Fläche, die als Solartische elektrischen Gleichstrom erzeugen, (ii) einer zweiten Vielzahl von DC-AC-Wandlern, insbesondere Inverttern, denen von Solarenergie erzeugter Gleichstrom von den Solartischen über DC-Kabel zuführbar ist oder zugeführt wird, und (iii) zumindest einer Trafostation, der in der Spannung hochgesetzte Wechselspannung von den Wandlern über AC-Leitungen zuführbar sind oder zugeführt werden. Zur technischen Spezifikation der baufähigen Photovoltaikanlage ist die große Anzahl von fertigen Layouts von Photovoltaikanlagen in einem Speicher abrufbar gespeichert. Die fertigen Layouts sind in einer grafischen Bildschirmdarstellung mit einer Vielzahl ihrer technischen Eigenschaften so dargestellt oder aufgetragen, dass mehrere technische Eigenschaftsskalen in einem Skalenbereich der grafischen Bildschirmdarstellung gebildet werden und auf jeder technischen Eigenschaftsskala die gleiche technische Eigenschaft der großen Anzahl von fertigen Layouts von Photovoltaikanlagen aufgetragen wird. In einem Koordinatenbereich der grafischen Bildschirmdarstellung wird jede Photovoltaikanlage durch eine Markierung repräsentiert und über zumindest zwei ihrer technischen Eigenschaften im Koordinatenbereich der grafischen Bildschirmdarstellung lokalisiert.

Weiterhin wird ein Verfahren zur Auslegung einer zu errichtenden Photovoltaikanlage mit einer Nennleistung oberhalb von 2 MW oder zur Schaffung eines physikalischen Layouts der Photovoltaikanlage auf einem spezifizierten Gebiet vorgeschlagen, die Photovoltaikanlage mit (i) einer ersten Vielzahl nebeneinander und hintereinander aufgestellter Tische, jeweils mit Solarzellen tragender Fläche, die als Solartische elektrischen Gleichstrom erzeugen, (ii) einer zweiten Vielzahl von DC-AC-

Wandlern, insbesondere Invertern, denen von Solarenergie erzeugter Gleichstrom von den Solartischen über DC-Kabel zuführbar ist oder zugeführt wird, und (iii) zumindest einer Trafostation, der in der Spannung hochgesetzte Wechselspannung von den Wandlern über AC-Leitungen zuführbar sind oder zugeführt werden. Zur technischen Spezifikation der baufähigen Photovoltaikanlage ist die große Anzahl von fertigen Layouts von Photovoltaikanlagen in einem Speicher (30) abrufbar gespeichert. Die fertigen Layouts in einer grafischen Bildschirmdarstellung sind mit einer Vielzahl ihrer technischen Eigenschaften so dargestellt oder aufgetragen, dass mehrere technische Eigenschaftsskalen in einem Skalenbereich der grafischen Bildschirmdarstellung gebildet werden und auf jeder technischen Eigenschaftsskala die gleiche technische Eigenschaft der großen Anzahl von fertigen Layouts von Photovoltaikanlagen aufgetragen wird. In einem Koordinatenbereich der grafischen Bildschirmdarstellung wird jede Photovoltaikanlage durch eine Markierung repräsentiert und über zumindest zwei ihrer technischen Eigenschaften im Koordinatenbereich der grafischen Bildschirmdarstellung lokalisiert.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens ist je ein DC-AC-Wandler je nur einem Solartisch zugeordnet.

Bei Ausführungsformen des Verfahrens ist die zweite Vielzahl kleiner ist als 50 % der ersten Vielzahl, insbesondere kleiner als 10 %.

Ausgangspunkt und Ziel der PV-Anlage ist der Umriss eines Gebietes (als spezifiziertes Gebiet), wobei die Himmelsrichtung 'Nord' meist oben eingezeichnet ist (so orientiert ist).

Bei der rechnergestützten Platzierung und dem Bau der angeordneten Tische im spezifizierten Gebiet ergeben sich unterschiedliche Abstände zwischen den Tischen in Nord-Süd-Richtung. Diese resultieren aus der Gebietstopologie des spezifizierten Gebiets, das Stellen mit verschieden großer Steigung in Nord-Süd-Richtung aufweist.

Um eine Verschattung auf den Tischen gleichmäßig zu halten, sind bei einer Anordnung auf der Nordhalbkugel Tische in flachen Gebietsteilen weit auseinander, und Tische an Südhängen  
5 nahe beieinander platziert.

Aus dem beschriebenen Wirkungs- und Konstruktionsprinzip einer PV-Anlage ergibt sich eine Vielzahl von nutzbaren Freiheitsgraden bei der Gestaltung (und dem Bau), beispielsweise die  
10 Wahl des PV-Modul-Typs (Module unterscheiden sich z.B. in erzeugter Spannung, Maximalleistung und Wirkungsgrad) sowie des Tisch-Layouts, inkl. der Anzahl von Modulreihen und der Anzahl Module pro String (Unterschiede z.B. bei der Nennspannung) .

15 Ein weiterer nutzbarer Freiheitsgrad ist die Wahl des Invertertyps (Unterschiede z.B. in einer Nenn- oder Eingangsleistung und einem Wirkungsgrad) .

Ein weiterer nutzbarer Freiheitsgrad ist die Wahl der Anzahl, der Positionen und des Neigungswinkels der Tische in der PV  
20 Anlage (Unterschiede z.B. im Verlauf der abgegebenen Leistung über den Tag, entsprechend dem Verlauf der Sonne, und in der Stärke der gegenseitigen Verschattung der Tische) .

25 Ein weiterer nutzbarer Freiheitsgrad schließlich ist die Wahl der Anzahl und Positionen der DC-AC-Wandler als beispielsweise Inverter in der PV Anlage sowie von Details der elektrischen Verschaltung der Komponenten (Unterschiede z.B. im Wirkungsgrad der Gesamtanlage, dem technischen Aufwand, sowie dem Montageaufwand beim Aufbau der Anlage) .  
30

Aufgrund der Vielzahl an Freiheitsgraden ergibt sich eine große Bandbreite an möglichen PV-Anlagen auf einem zu bebauenden spezifizierten Gebiet. Die einzelnen Anlagen verhalten sich  
35 dabei unterschiedlich bezüglich verschiedener entscheidungsrelevanter technischer Eigenschaften, die oft direkt den Optimierungszielen entsprechen (indem sie maximiert oder minimiert werden sollen) .

Zu nennen sind hier beispielsweise die (technische) Nennleistung der Anlage, der (technische) Jahresertrag (produzierte Energie in kWh - Kilowattstunden) , der technische Aufwand (Anzahl der benötigten Komponenten, Komplexität der Verschaltung) und der Aufwand bei der Montage und der Wartung der Anlage (Robustheit oder Sensitivität ).

Die Größe der einzelnen technischen Eigenschaften (und damit die Erfüllung der Optimierungsziele) einer PV-Anlage hängen dabei in komplexer Weise von technischen Parametern ab. Die technischen Eigenschaften werden außerdem beeinflusst durch die Topologie (Steigungen oder Gefälle) des spezifischen Gebiets, den Sonnenverlauf, entsprechend dem Breitengrad am Ort des spezifischen Gebiets und den typischen Wetterverlauf über dem Gebiet.

Es lässt sich sagen, dass sich die Optimierung einer PV-Anlagen durch eine große Bandbreite an möglichen technischen Parametern (Eigenschaften) , vielfältige Umwelteinflüsse und komplexe Abhängigkeiten zwischen den Freiheitsgraden auszeichnet. Deshalb benötigt der Baumeister, Konstrukteur und Planer einer PV-Anlage eine gute Unterstützung.

Generierung einer Vielfalt von PV-Anlagen, welche die Bandbreite mögliche Solar-Kraftwerke auf dem spezifischen Gebiet abdeckt. Hierdurch wird der Optimierungsspielraum in den einzelnen technischen Eigenschaften aufgezeigt und ein Überblick über Alternativen wird erhalten, um das Folgende zu ermöglichen.

Bewertung der einzelnen alternativen PV-Anlagen in entscheidungsrelevanten technischen Eigenschaften. Hierdurch wird es für den Baumeister, Konstrukteur und Planer möglich, die komplexen Abhängigkeiten zwischen Umwelteinflüssen, Freiheitsgraden und technischen Eigenschaften (bildlich und einfach greifbar) zu verstehen, die ohne diese Bildunterstützung nicht erkannt würden oder fehlerhaft ausgelegt werden würden. Ein sol-

ches optisch vermitteltes Verständnis ist grundlegend, um zur besten PV Anlage zu gelangen, die auch gebaut wird. In diesem Sinne ist das Optimierungswerkzeug eine hochqualifizierte GUI (grafische Schnittstelle) für den Anwender, die ihm Wissen  
5 über Zusammenhänge in der PV-Anlage am konkreten Bauwerk vermittelt, die er "aus sich heraus"- auch mit Erfahrung und technischem Sachverstand- nicht/nie hätte auffinden können.

Navigation auf/mit der Vielfalt von PV-Anlagen. Der Benutzer  
10 wird in geeigneter Weise dabei unterstützt, aus der Vielzahl möglicher Kraftwerke das Beste zu bauen. Die Kompromissfindung zwischen den verschiedenen Optimierungszielen wird hier begleitet und mit Funktionalitäten unterstützt. Ohne eine solche Unterstützung ist es nicht möglich, aus möglichen Alternativen  
15 mit den komplexen Zusammenhängen zwischen Freiheitsgraden und technischen Eigenschaften die richtige Alternative auszuwählen.

Aufgrund des Vorliegens von sich widersprechenden Optimierungszielen im Kontext der PV-Anlagen kann eine Einzellösung nicht in allen Optimierungszielen gleichzeitig gut sein, sondern sie stellt einen gewissen Kompromiss aus den Zielen dar. Dieser Kompromiss wird im Regelfall aber nicht derjenige sein, welcher der beste Kompromiss im konkreten Anwendungsfall wäre.  
25 Dieser beste Kompromiss, z.B. gegeben durch eine Gewichtung der verschiedenen Optimierungsziele nach ihrer Wichtigkeit oder durch die gewünschten Werte der Lösung in den einzelnen Zielen, ist a priori nicht festlegbar. Deshalb kann der beste Kompromiss bei der Erstellung der Einzellösung (en) nicht be-  
30 rücksichtigt werden, und folglich wird die von einer einkriteriellen Algorithmik berechnete Einzellösung suboptimal sein.

Es können Vorgaben an die zu verwendenden Komponenten wie Modul- und Invertertyp (als Beispiel eines DC-AC-Wandlers ) gemacht werden.  
35

Es können zu den physikalischen Freiheitsgraden (zu verwendende Komponenten, ihre Anzahl und Positionen, die Art ihrer

elektrischen Verschaltung) sinnvolle Wertebereiche für technische Eigenschaften vorgegeben werden, innerhalb derer mit einer wählbaren Auflösung verschiedene technische Eigenschaften für alternative PV-Anlagen verwendet werden.

5

Die Generierung der Vielfalt von PV-Anlagen selbst kann konfiguriert werden, d.h. es können technische Freiheitsgrade eingestellt werden. Beispielsweise kann festgelegt werden, wie viele Solartischspalten in einer Spaltengruppe liegen, und  
10 welche Spaltengruppen sich über das spezifizierte Gebiet erstrecken .

Unter Verwendung von typischen Wetterdaten für das spezifizierte Gebiet werden die physikalischen Prozesse für den Betrieb einer PV-Anlage simuliert, um zu einer fundierten Prognose ihres Jahresertrages zu gelangen.  
15

Außer dem Jahresertrag lassen sich so weitere technische Eigenschaften wie die echte, in der Realität auftretende  
20 Peakleistung (reale Nennleistung) oder der Wirkungsgrad einer gebauten PV-Anlage "vorhersagen" (vorab bestimmen) . Solche technische Eigenschaften führen zu einer besten Gestaltung eines PV-Kraftwerks .

25 Ausgehend von einer interessanten PV-Anlage aus der Vielfalt von Alternativen von fertigen Layouts können gleichwohl "gewisse manuelle Nachplanungen" vorgenommen werden, welche schließlich zu einer gebauten PV-Anlage führen.

30 Gewisse manuelle Nachplanungen sind kleinere Modifikationen, z.B. das Verrücken einzelner Tische, einzelne Tische zu löschen oder hinzuzufügen oder auch die Zuordnung einzelner Tische zu einem Wandler, insbesondere Inverter zu verändern.

35 Mit dem beanspruchten Verfahren lässt sich eine PV-Anlage mit einer großen Nennleistung bestmöglich errichten. Das physikalische Layout der gesamten Photovoltaikanlage wird auf das spezifizierte Gebiet angepasst. Ein Layout einer Anlage bein-

haltet grundlegend technische Größen, also technische Kenngrößen im Sinne von technischen Eigenschaften der Anlage. Es ist eine Vielzahl von aufgestellten Solartischen vorhanden, von denen jeder Gleichstrom erzeugt, wenn er mit Sonnenlicht auf einer lichtempfindlichen Oberfläche bestrahlt wird. Diese Oberflächen sind Solarzellen, organisiert in Modulen. Die nächsthöhere Organisation ist die Anordnung der Solartische, die nicht gleichmäßig im gesamten spezifizierten Gebiet platziert sind, sondern von der Vielzahl der umschriebenen technischen Größen abhängig platziert werden, also ihre Abstände, ihre Spaltenorganisation und ihre Zuordnung zu bestimmten DC-AC-Wandlern, die in einer geringeren Vielzahl vorhanden sind. Jeder dieser Wandler nimmt Strom an einer Mehrzahl von Solartischen auf, die damit eine Gruppe bilden. Eine solche Gruppe hat weniger Solartische, als die Gesamtheit der Solartische der gesamten PV-Anlage.

Anders umschrieben, kann auch die Zuordnung der Nennleistung einer jeweiligen Gruppe von Solartischen zu einem Wandler Anhaltspunkt für die Anzahl der zugeordneten Tische sein. Eine mögliche Auslegung ist es, die Nennleistung der Gruppe von Solartischen der Nennleistung des DC-AC-Wandlers anzupassen. Diese technische Auslegung ist aber nicht immer die günstigste, es kann durchaus eine Unterbelegung erfolgen, wie auch eine Überbelegung. Geht man von künftigen Entwicklungen aus, die absehbar erscheinen lassen, dass Solarzellen deutlich preiswerter werden, und geht man davon aus, dass DC-AC-Wandler heute schon relativ ausgereift und in der Preisentwicklung kaum veränderlich sind, so ist es technisch klug, mehr Solartische einem DC-AC-Wandler zu zuweisen, als dessen Nennlast erlaubt. Man geht dabei davon aus, dass nicht alle Solartische mit voller Nennleistung über den gesamten Tag arbeiten können, so dass die Nennleistung bei bestimmten Tageszeiten überschritten wird und zu anderen Tageszeiten überhaupt erst erreicht wird, durch die "Überbuchung" des Wandlers mit Nennleistung aus Solartischen. Anhaltspunkte sind hier, dass ein Wandler nicht weniger als 30 % unterfordert sein sollte (zu wenig zugeordnete Nennleistung von Solartischen), aber eine Überbuchung

durch mehr als 100 % sein kann, also etwa doppelte Nennlast von Solartischen, einem DC-AC-Wandler zugeordnet werden kann, durch die genannte Gruppenbildung.

5 Orientiert man sich an einer hälftigen Aufteilung von vorhandenen Solartischen der PV-Anlage, so erhält ein erster Inverter nicht mehr als die Hälfte der Gesamtheit der Solartische und ein zweiter Inverter nicht mehr als die andere Hälfte der Solartische. Es wird dann eine Gruppe von Invertern gebildet  
10 und es wird eine gleiche Anzahl von Gruppen von Solartischen gebildet .

Die Gruppe von Invertern führt die gewandelte Energie, von DC auf AC übertragen und mit der Spannungsebene hochgesetzt, einer  
15 Trafostation zu. Diese Trafostation leitet die Wechselspannung an ein Verbundnetz in der Spannung des Orts weiter, an der die PV-Anlage errichtet ist. Bevorzugt sind die Leitungen, welche den AC-Strom von den Invertern zu der Trafostation führen, als Ringleitung ausgebildet, was zu einer erhöhten Sicherheit führt. Wird die Ringleitung an einer Stelle durch-  
20 trennt, können gleichwohl alle DC-AC-Wandler ihren Strom der Trafostation über den verbliebenen Reststring zuführen.

Aufgrund der Gruppenbildung ergibt sich eine deutlich geringere  
25 Kabellänge für die AC-Leitung, gegenüber der notwendigen Kabellänge zur Verschaltung und zum Anschließen der Solartische. Die beanspruchte Zahl von mehr als 80 % zugunsten der DC-Kabel, kann in Kraftwerken auch oberhalb von 90 % liegen. Dies gilt auch dann, wenn Ringleitungen für die AC-Leitungen  
30 verwendet werden.

Beansprucht ist eine große Anzahl von fertigen Layouts von Photovoltaikanlagen, wobei die große Anzahl eine Zahl von je-  
denfalls mehr als 20, meist mehr als 100 fertigen Layouts, um-  
35 fasst. Die Größe dieser Zahl bestimmt über die Anzahl über die Alternativen, die zu dem spezifizierten Gebiet passt, auf dem die PV-Anlage zu stehen kommt. Genau spezifiziert wird jedes Layout einer Photovoltaikanlage durch technische Parameter,

und zwar konkrete Anzahl und Anordnung aller Solartische in der PV-Anlage, die auf das spezifizierte Gebiet passt, die Anzahl und Platzierung aller DC-AC-Wandler, die Zuordnung jeder Gruppe von Solartischen zu ihren DC-AC-Wandler, alle Bahnführungen von DC-Kabeln und alle Bahnführungen von AC-Leitungen, sowie naturgemäß auch die Lage der Trafostation. Dadurch ist technisch die PV-Anlage spezifiziert, sie hat eine Nennleistung, einen Ertrag und viele andere technische Größen, die sie (abstrakt) umschreiben. Nicht das konkrete Layout der Anlage wird am Bildschirm dargestellt, sondern die technischen Eigenschaften des konkreten Layouts. Alle diese große Anzahl von PV-Anlagen sind in einem Speichermodul abrufbar gespeichert, können also abgerufen und dargestellt werden, aber eben nicht konkret in ihrer Bauform, sondern abstrakt in ihren technischen Eigenschaften.

Diese technischen Eigenschaften werden in der graphischen Darstellung dargestellt oder aufgetragen. Jedes Layout und damit jede PV-Anlage hat dabei zumindest eine Nennleistung, die mit P benannt wird. Die PV-Anlage 100 hat beispielsweise die Leistung P 100. Auch eine erste Vielzahl von Solartischen ist eine Größe, die technisch bestimmt ist und graphisch dargestellt wird. Ist die Anzahl der Tische N, so ist die Anzahl der Tische in der PV-Anlage 100  $N_{100}$ . Eine geringere Anzahl von DC-AC-Wandlern ergibt sich aus der Gruppenbildung der Solartische und der Zuordnung einer jeweiligen Gruppe von Solartischen zu einem jeweiligen DC-AC-Wandler. Diese Anzahl ist für das PV-Kraftwerk 100 mit M100 benannt.

Unter diesen technischen Eigenschaften, Anzahl der Tische, Anzahl der Wandler und Nennleistung kann für die gespeicherte große Anzahl von mehr als zwanzig fertigen Layouts von PV-Anlagen ausgewählt, gleichzeitig dargestellt und verglichen werden. Es können bestimmte Bereiche von Eigenschaften eingeschränkt werden, um nur noch eine reduzierte Anzahl der großen Anzahl von PV-Anlagen auf der Darstellungseinrichtung darzustellen. Die Einschränkungen können auch wieder aufgehoben

werden. Technische Größen und Spezifikationen dieser PV-Anlagen sind entsprechend ihren Komponenten zugeordnet.

Die Solartische haben eine die Solarzellen tragende Fläche oder ein Gerüst, welches die Solarzellen stützt. Sie können horizontal oder geneigt ausgerichtet sein, meist sind sie für eine gesamte PV-Anlage in einer gleichen Neigung angeordnet. Diese Neigung kann in einem Winkelbereich zwischen  $15^\circ$  und  $45^\circ$  liegen. Sie hängt von der geographischen Breite ab, an der das PV-Kraftwerk gebaut wird. Die Fläche der Solarzellen, meist organisiert in Modulen, wird dabei zum Äquator nach Süden ausgerichtet und je weiter nördlich das PV-Kraftwerk gebaut wird, desto stärker ist die Neigung des die Solarzellen tragende Gerippes (oder Fläche).

Eine gängige Ausbildung der Solarmodule und ihrer elektrischen Schaltung liegt so, dass die erste Spannungsebene der Gleichspannung DC, die von den DC-AC-Wandlern aufgenommen wird, nicht höher als 1.500 V ist, insbesondere aber größer als 500 V.

Meist ist diese Spannung durch die Spannung eines Tisches definiert. Solartische werden dabei nicht in Reihe geschaltet, sondern nach derzeitiger Bauweise nur parallelgeschaltet. Die Spannung eines Tisches definiert damit die erste Spannungsebene, deren Leistung aber durch die Anzahl von parallel geschalteten Tischen und die Anzahl von DC-AC-Wandlern erhöht wird. Diese Leistung als Nennleistung wiederum hängt von der Größe des spezifizierten Gebietes ab, und auch der Nähe oder Enge der Anordnung der Tische auf diesem Gebiet.

Aufgrund der Größe eines solchen zumindest 2 MW als Nennleistung aufweisenden Kraftwerks ist die Anzahl der Gruppen von Solartischen sehr hoch. Einem DC-AC-Wandler werden im Besonderen weniger als 10 % der Anzahl der Tische der gesamten PV-Anlage zugeordnet, meist wesentlich weniger.

Die beanspruchte Erfindung wird nachfolgend anhand mehrerer Ausführungsbeispiele erläutert und ergänzt.

Figur 1 zeigt einen Aufbau der Rechneranlage mit einem Speicher 30 und einer Darstellungseinrichtung 34.

Figur 1.1 ist eine perspektivische Darstellung eines Tisches  $\tau_1$ , welcher eine Vielzahl von Solarmodulen 21, 22, 23, usw. auf einem Traggestell aufweist, wobei die Gesamtheit der Bedeckung mit Solarmodulen mit 20 benannt ist.

Figur 1.2 ist eine Seitenansicht der Figur 1.1, wobei zwei Tische  $\tau_1$  und  $\tau_2$  nach rechts beabstandet dargestellt sind und der Abstand  $d$  bezeichnet ist. In einer Alternative, bei einem veränderten Verlauf des Geländes von  $B_1$  auf  $B_2$ , steht der zweite Tisch  $\tau_2$  tiefer, repräsentiert durch seinen Standfuß  $t_2'$  und weiter von dem ersten Tisch  $\tau_1$  entfernt, gekennzeichnet durch den Abstand  $d'$ .

Figur 2 ist eine Topologie eines Gebiets 100a, auf dem das PV-Kraftwerk, eine Photovoltaikanlage, bspw. 100, zu errichten ist und errichtet wird. Dieses Gebiet ist durch Höhenlinien in seiner Topologie dargestellt. 100a\* repräsentiert die zu den Grauwerten gehörenden Höhenwerte zwischen 90 m und 120m.

Figur 2.1 ist ein Layout 100 einer ersten PV-Anlage, welche durch eine Vielzahl von Tischen  $T_n$  hier beispielsweise beginnend mit den Tischen  $T_1, T_2$  (links unten) repräsentiert ist. Der Tischverlauf ist in Spalten organisiert, ein Tisch hat eine gegebene Breite und ein anderer Tisch hat einen bestimmten Abstand  $d$  von dem vorhergehenden Tisch, wie er anhand der Figur 1.2 erläutert ist. Die PV-Anlage von Figur 2.1 hat 1685 Solartische.

Figur 2.2 zeigt eine zweite PV-Anlage 101, auch repräsentiert durch ihre Solartische und die Anordnung dieser Solartische  $T_n$ , wobei das Gebiet 100a dasselbe ist. Dieses Layout einer PV-Anlage hat 1719 Solartische.

Figur 2.3 hat 1671 Solartische und repräsentiert die PV-Anlage 102, die ebenfalls in das Gebiet 100a von Figur 2 passt .

Figur 2.4 ist eine Ausschnittsvergrößerung der Figur 2.1 im Bereich der unteren Innenecke bei  $b_4$ , wobei der Inverter  $i_{13}$  noch nicht platziert ist, sondern nur Solartische dargestellt sind.

Figur 2.5 zeigt einen erweiterten Ausschnitt desselben Bereichs von Figur 2.1, hier mit platziertem Inverter  $i_{13}$ , der an der Stelle eines Tisches, namentlich des Solartisches  $T_{841}$  platziert worden ist.

Figur 2.6 zeigt eine Verkabelung (im Sinne einer elektrischen Verschaltung) einer Vielzahl von Tischen mit einem Inverter, hier  $i_{31}$ , und die elektrische Verschaltung einer Gruppe von Invertern, im Beispiel die Inverter  $i_{25}$  bis  $i_{31}$ , wobei der Inverter  $i_{13}$  in der unteren Innenecke, an den vorhergehenden beiden Figuren erläutert, repräsentativ dargestellt ist. Die Verschaltung der Inverter geschieht zur Transformatorstation W, die über den in ihr befindlichen Transformator eine hohe Spannung HS, oberhalb von 110 kV abgibt, die in das nicht dargestellte Verbundnetz eingespeist wird .

Figur 2.7 veranschaulicht eine Ausschnittsvergrößerung, die genauer dargestellt den Bereich unterhalb der Transformatorstation W veranschaulicht und die genauere Anschlussweise der einzelnen Solartische in diesem Gebiet zeigt, wobei auch die elektrische Verschaltung

der rechten Spaltengruppe von Invertern  $I_{31}$ ,  $I_{30}$ ,  $I_{29}$  (und weitere) über die elektrische Ringleitung  $LI$  verdeutlicht wird.

- 5    Figur 3.1 zeigt eine Darstellung des Bildschirms 34 aus Figur 1, wobei der Koordinatenbereich 34a und ein Skalenbereich 35 (mit graphisch dargestellten Achsen) erkennbar ist.
- 10   Figur 3.2 ist die Darstellung der Abbildung 3.1 mit einer Restriktion auf der Skala 41.
- Figur 3.3 ist die Darstellung der Abbildung 3.2 mit einer zweiten, zusätzlichen Restriktion auf der Skala 42.
- 15
- Figur 3.4 ist eine andere Einstellung der Skalen im Bereich 35 und eine andere Auswahl von zwei technischen Eigenschaften im Koordinatenbereich 34a.
- 20
- Figur 4.1 zeigt einen Szenarienvergleich mit zwei grundlegenden Arten von Layouts von PV- Anlagen in den zwei gegenläufig schraffierten Bereichen 51, 52, die sich im Gebiet 53 überlappen.
- 25
- Figur 10 sind drei Bilder einer real existierenden PV-Anlage, auf denen die mit Solartischen  $T_n$  belegte Fläche zu sehen ist, der Abstand  $d$  der Solartische zu erkennen ist und deren Anpassung an den Topologieverlauf, wie auch die Platzierung von Invertern  $I_m$ , denen jeweils eine ganze Gruppe von Solartischen zugeordnet ist.
- 30
- Figur 11 zeigt ein schematisches Ablaufdiagramm eines Ausführungsbeispiels eines Verfahrens zur Schaffung eines physikalischen Layouts einer Photovoltaikanlage auf einem spezifizierten Gebiet.
- 35

Figur 1 zeigt ein Speichermodul 30, in dem eine Vielzahl von Layouts digital abgelegt ist. Dieser Speicher kann beispielsweise als Datenbank ausgebildet werden. Die in ihm abgespeicherten Layouts von PV-Anlagen 100, 101, 102, später erläutert, die in diesem Beispiel von einem ersten Rechner "computerge-  
 5 stützt" errechnet worden sind, werden von einem zweiten Rechner 32 ausgelesen und auf einer Bildschirmdarstellung 34 dargestellt.

10 Die Bildschirmdarstellung 34, die ein Ausdruck oder eine Darstellung auf einem Display sein kann, hat zumindest zwei hervorgehobene Bereiche, einen Koordinatenbereich 34 und einen Achsenbereich 35, in dem eine Vielzahl von parallelen Achsen, dargestellt als graphisch repräsentierte Slider (Achse mit  
 15 grafischen Schiebeknöpfen) aufgetragen sind.

In einem nicht dargestellten Beispiel können die Layouts der PV-Anlagen, die im Speichermodul 30 vorgehalten werden, zum-  
 rechnergestützten Auslesen durch den Rechner 32 und geeigneten  
 20 Darstellungen auf der Darstellungseinrichtung 34 auch von diesem gleichen Rechner 32 errechnet und eingespeichert werden. Der erste Rechner 31 für die Vorausberechnung oder Vorberechnung der Layouts ist dann entbehrlich.

25 Die Solartische  $T_n$ , die im Beispiel als zwei Tische  $T_1$  und  $T_2$  in den Figuren 1.1 und 1.2 dargestellt werden, sind solche, die auf einer Fläche eine Vielzahl von Solarzellen 20 tragen. Diese Solarzellen können unterschiedlich organisiert sein. Derzeit gängige Organisationen sind so gestaltet, dass mehrere  
 30 Reihen 21, 21a, 21b, 21c, 21d von Solarmodulen organisiert werden und flächendeckend auf die Oberseite des Tisches  $T_1$  aufgelegt werden. Sie werden elektrisch auf der Unterseite verschaltet, entweder alle Solarmodule einer Reihe in Serie oder abwechselnd durch Verschachtelung unterschiedlicher Modu-  
 35 le aus benachbarten Reihen 21, 21a und Serienbildung.

So kann die abgegebene Spannung jedes Solarmoduls 21, 22, 23 addiert werden, so dass eine Spannung entlang eines "Strings",

bspw. 21 oder 21a entsteht, die der Eigenspannung eines Moduls entspricht, multipliziert mit der Anzahl von in Reihe geschalteten Modulen. Die dadurch gebildete Gleichspannung, die durch Parallelschalten der mehreren Strings nicht verändert wird, sondern nur in ihrem abgebbaren Strom vergrößert wird, ist bei derzeit gängigen Anlagen nicht oberhalb von 1.500 V. Es ist eine Gleichspannung, die von der einstrahlenden Sonnenenergie erzeugt wird.

Die verschiedenen Reihen 29, 29a, 29b (und andere) sind im dargestellten Beispiel auf einer geneigten Fläche aufgelegt. Diese Neigung kann abhängig vom Aufstellort der PV-Anlage unterschiedlich groß sein. Sie kann auch bei nahe  $0^\circ$  liegen, wenn die Solartische T in der Nähe des Äquators aufgestellt werden. Bevorzugt hat sie einen geringen Neigungswinkel, um einer Versehrnutzung entgegenzuwirken und beispielsweise Wasser ablaufen zu lassen. Desto weiter nördlich die Solaranlage platziert wird, desto größer ist die Neigung  $\vartheta$  (theta), welche die Solarzellen 20 auf der flächigen Seite des Tisches gegenüber der Horizontalen H haben.

Wird die Anlage nahe des Äquators aufgestellt, ist ein Neigungswinkel nahe  $0^\circ$ , meist oberhalb von  $10^\circ$ , um eine Selbstreinigung zu erzielen, wenn Wasser auf die Solarzellen 20 auftrifft und abfließen soll.

Anlagen, die weiter nördlich aufgestellt werden, haben einen größeren Neigungswinkel, bis zu einem Neigungswinkel zwischen  $40^\circ$  und  $50^\circ$  für PV-Anlagen, die mit den Solartischen gemäß den Figuren 1.1 und 1.2 ausgestattet werden und beispielsweise in Schweden aufgestellt sind ( $>60^\circ$  nördlicher Breite). In Mitteleuropa bei einem Breitengrad von zwischen  $45^\circ$  und  $55^\circ$  wird der Neigungswinkel der Solarfläche 20 zwischen  $20^\circ$  und  $40^\circ$  zu liegen kommen. Konkret passen kann ein Bereich um  $30^\circ$  Neigung ( $\pm 10\%$  Abweichung) für München (ca.  $48^\circ$  Breite).

Die Solarflächen 20 werden dabei Richtung Süden (zum Äquator) ausgerichtet und haben bevorzugt in der ganzen PV-Anlage die

gleiche Neigung. Diese Neigung stellt einen technischen Eigenschaftswert dar, der um den Verschattungswinkel (Schattenwinkel)  $\sigma$  (sigma) ergänzt werden kann, der auch für eine Gesamtanlage gleich sein kann. Dieser Winkel ist als  $\sigma'_i$  (sigmal) in der Figur 1.2 repräsentiert und geht von der Oberkante eines Tisches zu der Unterkante des Folgetisches  $T_2$ . Durch diesen Winkel wird der Abstand der beiden in Figur 1.2 dargestellten Tische  $T_1$  und  $T_2$  definiert, der dazuhin abhängig davon ist, wie sich die Topologie ändert.

Das auf einem Gestell aufgesattelte Flächengebilde mit den Solarzellen 20 steht entweder auf mehreren Füßen oder aber auf einem Gestell, das auch durch Quertraversen  $q_1$  in Querrichtung stabilisiert ist. Die beispielsweise dargestellten zwei Füße  $t_1$  und  $t_2$  tragen mit ihrer unterschiedlichen Länge zu dem Neigungswinkel  $\vartheta$  (theta) bei.

Verändert sich der Geländelauf  $B_1$  bei einer zu belegenden Fläche, wie sie in Figur 1.2 dargestellt ist, verändert sich, durch den Verschattungswinkel  $\sigma_1$  (sigmai) vorgegeben, auch der Abstand der Tische voneinander. Der nächste Tisch wird in einem Abstand  $d'$  platziert, wenn sich das Gelände abwärts verändert, wie es bei  $B_2$  dargestellt ist. Der zugehörige Fuß  $t_2'$  liegt tiefer und durch den vorgegebenen Verschattungswinkel verändert sich der Abstand  $d'$  gegenüber dem kürzeren Abstand  $d$ , wenn das Gelände  $B_1$  auf gleicher Höhenlage bleibt.

In dem Beispiel der Figur 2 ist ein spezifiziertes Gebiet 100a gezeigt, welches Ort und Fläche der zu errichtenden und errichteten Photovoltaik-Anlage ist. Dieses spezifizierte Gebiet besteht aus zwei zusammenhängenden Rechtecken 100a' und 100a". Es sind Höhenlinien eingezeichnet. Zu den Höhenlinien sind verteilte Höhenpunkte ebenfalls zur Verständlichkeit herangezogen. Unten ist eine Höhenskala 100a\* zwischen 90m und 120m in Schritten von 5m gezeigt (der Grauwert der Höhe entspricht dem korrespondierenden Grauwert im spezifizierten Gebiet) 100a.

Insbesondere im rechten kleineren Rechteck 100a' sind tiefere Gebiete um 91bis 94m Höhenlage dargestellt, der zugehörige, von zwei Höhenlinien eingegrenzte Bereich 100b' ist ersichtlich und verläuft von Nord nach Süd.

5

Im linken, größeren Rechteck 100a" ist ein sehr großes Plateau 100b" zu ersehen, das sich etwa mittig von oben nach unten (Nord-Süd) erstreckt und im Höhenbereich von 107m liegt (mittlerer Grauwert entsprechend der Höhenskala 100a\*) . Im rechten oberen Abschnitt (im Nordosten) dieses größeren Rechtecks 100a" ist ein sehr hoch liegendes, kleineres Gebiet 100b"' zu sehen, dessen Höhe als Plateaulage bei 122m liegt (Grauwert entsprechend des oberen Endes der Höhenskala 100a\*) .

15 Dieses spezifizierte Gebiet ist von dem Rand 99 der beiden Rechtecke vorgegeben und begrenzt und wird mit einer Photovoltaik-Anlage 100 bebaut (werden) .

Bei dieser Bebauung sind nicht nur die örtlichen Gegebenheiten, nationale Vorschriften und Ausschreibungsinformationen zu berücksichtigen, sondern im Besonderen die geometrische Form (Umriss 99) des spezifizierten Gebiets 100a, die Topologie der Figur 2, und die Ausrichtung des Gebiets in der Himmelsrichtung, die hier mit Nord-Süd gegeben ist. Auch zu berücksichtigen sind geografische Gegebenheiten im Sinne eines Breitengrades und Wetterdaten, die für diese geografische Lage auf der Erdkugel für zumindest einige der vergangenen Jahre bekannt sind .

30 Auch ist dabei wichtig zu wissen, ob es sich um ein auf der Nordhalbkugel oder Südhalbkugel liegendes spezifiziertes Gebiet 100a handelt. Im dargestellten Beispiel der Figur 2 ist das spezifizierte Gebiet auf der Nordhalbkugel, und daher topologisch günstig ausgebildet, da die höheren Bereiche 100b"' weiter im Norden liegen und die tiefer liegenden Bereiche 100b" und 100b' weiter in den Süden reichen. Die auf diesem Gebiet aufzustellenden und auszurichtenden, Solarzellen

tragenden Flächen 20 sind als einzelne Solartische in Figur 1.1 und Figur 1.2 dargestellt.

In einer PV-Anlage 100 (auch: 'Kraftwerk' L die hier zunächst nicht dargestellt ist, geht es um die Verteilung einer großen Vielzahl von Solartischen auf einem spezifizierten (meist räumlich begrenzten) Gebiet mit dem Ziel der Optimierung einer Vielzahl von Kriterien der PV-Anlage.

Ein Beispiel einer solchen Photovoltaik Anlage auf ca. 70 Hektar ist unter [www.siemens.com/photonews/pn201105d](http://www.siemens.com/photonews/pn201105d) bildlich dargestellt. Diese Anlage erbringt 31MW aus Solarzellen. In "Google Earth" ist die noch im Aufbau befindliche Anlage von oben unter den Koordinaten 44.009420, 6.015299 (bei 04190 Les Mees, Frankreich) zu sehen, hier auch in Figur 10 dargestellt. Tischreihen und Spalten befinden sich dort noch im Aufbau, aber die - keineswegs geradlinigen- Grenzen des spezifizierten Gebiets sind gut zu erkennen (braun-grün Übergang) .

Es sind mit der hier beschriebenen Erfindung nur solche PV-Anlagen angesprochen, die als Photovoltaik-Großanlagen benannt werden können mit Leistungen oberhalb von 2 MW bis in Bereiche oberhalb von 1GW. Für diese Leistungen sind eine große Vielzahl von Tischen auf dem spezifizierten Gebiet 100a zu verteilen, und zwar so zu verteilen, dass sie mit der geografischen Lage, dem normalen Sonnenverlauf und den Wetterbedingungen günstigst-möglich ausgerichtet, platziert und in ihren Abständen organisiert aufgestellt sind.

Die Aufstellung der Tische  $T_1$ ,  $T_2$  und vieler weiterer Tische  $T_n$ , mit einer allgemeinen Laufvariablen  $n$  von 1 bis  $N$ , sind schematisch dargestellt anhand von drei Layouts von Kraftwerken 100, 101 und 102 in den Figuren 2.1, 2.2 und 2.3.

Die realen Tische sind repräsentiert durch kurze Linienstücke, aufgereiht entlang einer ersten Spalte, und eine zweite Spalte von Tischen ist mit einem Abstand "a" daneben angeordnet, und parallelliegend ausgebildet. Es gibt eine Vielzahl von symbo-

lischen Abständen  $a$ , zwischen den ersten vier Spalten von parallelliegenden Tischen  $\tau$ , und es gibt reale Abstände  $b$ , die jeweils eine erste Gruppe von Tischspalten von einer zweiten Gruppe von Tischspalten trennt (beabstandet).

5

In der Konfiguration des physischen Layouts ist die PV-Anlage 100 in Figur 2.1 nicht dargestellt, sondern nur repräsentiert durch die Lage von Tischen  $\tau$ , durch die Lage von Invertern  $I$ , repräsentiert durch explizit benannte Inverter  $I_1$ ,  $I_{12}$  und  $I_m$ , wobei  $m$  die Laufvariable ist und eine Trafostation  $w$ . Figur 2.1 repräsentiert eine PV-Anlage 100 mit 1685 Solartischen, die alle mit Solarmodulen 20 belegt sind, die auf einem jeweiligen Solartisch in Strings in Reihe geschaltet sind und mehrere der Strings sind auf dem Solartisch parallel geschaltet. Es ergeben sich Spannungen im Bereich zwischen 700 V und 1.500 v, bevorzugt im Spannungsbereich zwischen 800 V und 1.000 V DC.

Es sind fünf Abstände  $b$  ( $b_1$ ,  $b_2$ , ...) eingezeichnet, die jeweils paarweise eine Gruppe von Tischspalten einrahmt, wobei im größeren Rechtecks 100a" drei parallele Spaltengruppen mit je fünf parallelen Spalten von Tischen ausgebildet sind. Gleich- erweise ist am Westrand des kleineren Rechtecks 100a' auch eine Gruppe von fünf vertikalen Tischspalten zwischen dem vier- ten und dem fünften Spaltengruppen-Abstand  $b_4$ ,  $b_5$  aufgebaut.

Die Platzierung der Solartische, die Anordnung der Inverter (schwarze Rechtecke) und die räumliche Konfigurierung der Spalten zur Füllung des Gebiets 100a repräsentieren die Ausle- gung und damit das physische Layout des Kraftwerks 100. Eine gesondert dargestellte Trafostation  $w$  ist in der Innenecke zwischen dem kleinen und dem größeren Rechteck platziert. Hier führen sämtliche elektrischen Leitungen der Inverter  $I_m$  hin.

Den Invertern selber werden die Gleichstromkabel der einzelnen Tische zugeführt, entweder gruppiert oder untergruppiert oder in Netzen organisiert. Ersichtlich ist auch, dass eine jeweilige Gruppe von Tischen einem Inverter zugeordnet wird und die

Gleichstromkabel dieser Gruppe diesem Inverter zugeführt wird. Für den Inverter  $I_1$  ist das für die Gruppe  $G_i$  gezeigt, die eine andere Grauschattierung hat als die Inverter  $I_2$  zugeführte Gruppe  $G_2$  (oberhalb der Gruppe  $G_i$ ). Weitere Gruppen sind an den unterschiedlichen Grauschattierungen der Solartische zu erkennen, so ganz oben in der linken Ecke die Inverter  $I_{12}$  zugeordnete Gruppe von Tischen  $G_{12}$ . Am rechten oberen Eck ist dem Inverter  $I_M$  die Gruppe  $G_M$  von Tischen zugeordnet, die sich über zwei Spaltengruppen erstreckt. Die Solartische bilden so Untergruppen, von denen jede (nur) einen Inverter mit solargeneriertem DC-Strom speist. Die Tisch-Untergruppe kann deshalb auch "Invertergebiet" benannt werden, z.B.  $G_{M1}$  (mit Punkten symbolisiert).

Ein Inverter  $I_m$  kann auch Solartischen über mehr als einer Spaltengruppe zugeordnet sein, z.B. das Gebiet  $G_{12}$  zu Inverter  $I_{12}$  oder  $G_M$  zu  $I_M$ .

Aufgrund der Breite einer jeweiligen Spaltengruppe ist auch definiert, wie viele Tische in Querrichtung nebeneinander anzuordnen sind (angeordnet sind). Dabei ist davon auszugehen, dass in Querrichtung immer die Anzahl von Tischen nebeneinander und in Fluchtung angeordnet ist, die für die Spaltengruppe zugewiesen ist. Ersichtlich ist in Figur 2.1 das relativ geradlinig verlaufende, mittlere Gebiet 100b" der zweiten Spaltengruppe zugeordnet (linker unterer Tisch  $T_{250}$ ) sie hat fünf Tischspalten nebeneinander platziert.

Der Abstand  $b$  der Tische in Richtung der Tischspalten (Süd-Nord) orientiert sich an der Geografie (Höhenlinien) des spezifizierten Gebiets 100a, was dadurch gesehen werden kann, dass die Tische in der dritten Spaltengruppe am Anfang etwas weiterbeabstandet voneinander gestaffelt angeordnet sind, weil in der räumlichen Topologie ein Gefälle besteht. Eine engere Anordnung der Solartische kann beispielsweise in der vierten Spaltengruppe gesehen werden (links unterhalb der Innenecke mit der Trafostation  $w$ ), die auf ein Ansteigen des Geländes

5 zurückzuführen ist, und ein anschließendes Abfallen der Topologie führt zu größeren Abständen der einzelnen Tische entlang einer jeweiligen Spalte.

- 5 Nachdem die Tische in einer Querrichtung (innerhalb einer Tischspaltengruppe) immer fluchtend anzuordnen sind, können topologische Einflüsse zu einer Reduzierung der Anzahl der auf dem spezifizierten Gebiet platzierbaren Tische führen.
- 10 Eine Ausgestaltung eines anderen Kraftwerks 101 ist aus Figur 2.2 zu ersehen. Diese Photovoltaik-Anlage 101 hat 1719 Solar-tische  $T_n$  und arbeitet mit acht Spaltengruppen, ist anders organisiert und hat keine Spaltengruppen mit fünf nebeneinander stehenden Tischen, sondern Spaltengruppen mit maximal vier ne-
- 15 beneinander stehenden Tischen.

Das Layout des Kraftwerks 101 verspricht nach Berechnung einen höheren Ertrag, obwohl mehr -Fläche schluckend- vertikale Spaltenabstände  $b$  vorhanden sind. Die Spaltengruppen sind in-

20 des nicht so breit, und dadurch können die Tische mit ihren Abständen in vertikaler Richtung (Süd-Nord) besser an die Topologie adaptiert werden, als wenn sie in größeren Breiten gemäß Figur 2.1 (zweite bis vierte Spaltengruppe) an die Topologie anzupassen sind.

25 Maßgebend ist insoweit immer eine in Querrichtung verlaufende, fluchtende Ausrichtung einer Tischreihe (innerhalb einer Spaltengruppe), die durch die Mehrzahl der Spaltengruppen in dem Layout des Kraftwerks 101 besser zu adaptieren sind. Hier stehen die Tische dichter, und es wird eine größere Anzahl von

30 Tischen auf dem gleichen spezifizierten Gebiet 100a platziert, als die Photovoltaik-Anlage 100 es mit dem Layout gemäß Figur 2.1 ermöglicht.

35 Weitere Ausbildungen, so ein weiteres PV-Kraftwerk 102 sind entsprechend den Vorbildern der Figuren 2.1 und 2.2 zu erstellen. Figur 2.3 zeigt ein PV Kraftwerk 102 mit 1671 Tischen, weniger als in den beiden anderen Layouts 100 und 101.

Aus den Figuren 2.1, 2.2 und 2.3 sind zumindest drei Layouts oder technische Spezifikationen, oder aber physische Layouts von drei PV-Anlagen mit einer Leistung oberhalb von 2 MW ersichtlich. Weitere solche können erstellt werden und werden auch erstellt, so dass eine Vielzahl von vorab festgelegten und in der genauen Auslegung definierten Kraftwerken in einem Speicher z.B. als Datenbank 30 vorgehalten werden und gespeichert sind.

Diese vorab festgelegten PV-Anlagen werden von einem ersten Rechner 31 berechnet und in der genannten Datenbank 30 gespeichert. Ein zweiter Rechner 32 liest diese vordefinierten PV-Anlagen aus und stellt sie auf einem Grafikdisplay 34 dar.

Die Darstellung kann variieren, sie besteht aus einer Darstellung der Vielzahl, bevorzugt aller in der Datenbank enthaltenen PV-Anlagen, aber nicht in ihrer räumlich/geometrischen Ausbildung (ihrem physischen Layout), sondern in einer Repräsentativdarstellung im Koordinatenbereich 34a, im Beispiel so dargestellt, dass dort jeder gezeigte Punkt (als Beispiel einer Markierung) Repräsentant eines PV-Kraftwerks (einer PV-Anlage 100, 101, 102, ... ) ist. Auf im Beispiel dargestellten Slidern (grafischen Schiebereglern) sind im Skalenbereich 35 technische Eigenschaften der Kraftwerke dargestellt, die in dem Bildbereich 34a durch nur einen Punkt symbolisch repräsentiert werden.

Daraus ist die Gruppe von zumindest zwanzig, bevorzugt mehr als hundert und noch einer Vielzahl mehr von vorberechneten PV-Anlagen ersichtlich, die gemeinsam auf dem Grafikdisplay 34 dargestellt werden.

Auf den Slidern im "Arbeitsbereich" 35 (mit den Skalen), die unterhalb der x/y-Darstellung 34a zu sehen sind, werden solche Größen, wie Anzahl der Tische, Anzahl der Inverter, Neigungswinkel der die Solarzellen tragenden Flächen, Shadow-

Angle (Schattenwinkel) oder Nennleistung der jeweiligen PV-Anlage durch einzelne Skalenstriche repräsentiert.

Andere technische Eigenschaften der PV-Anlagen können hinzutreten, komplexere Größen, und auch andere Bewertungsgrößen können dargestellt werden. Beispiele solcher Größen sind der Wirkungsgrad, der erwartete Ertrag pro Jahr (yield post inverter), der LCOE (levelized cost of electricity), der Ertrag pro Watt peak (kWh/Wp, peak=Nenn), eine Sensitivität der PV-Anlage gegen Schwankungen im Wetter, eine Sensitivität der Anlage gegen Fehler im technischen Aufbau (baulich gesehen) oder Degradation der Anlage.

Dies alles sind Kenngrößen, die eine PV-Anlage 100,101etc. beschreiben, und zwar ebenso abstrakt umschreiben, wie ein Fahrzeug mit PS Zahl und max. Geschwindigkeit und Verbrauch umschrieben werden kann. Dies für das jeweils konkrete physische Layout, das anhand der Figuren 2.1, 2.2 und 2.3 symbolisiert wurde.

Die vorberechneten Lösungen sind sinnhaft, aber sind nicht in jeder Hinsicht die besten Lösungen. Die vorberechneten, in dem Speicher 30 (Datenbank) gespeicherten Lösungen befassen sich mit dem Grundstück, auf dem das Kraftwerk errichtet wird, sie befassen sich mit der Tischplatzierung, die Tisch für Tisch erfolgt, sie befassen sich mit einem Invertergebiet (der Festlegung eines jeweiligen Gebiets, das eine Gruppe von Tischen umfasst, die auch spaltengruppen-übergreifend sein kann) und auch der Platzierung der Inverter, und sie befassen sich mit der elektrischen Verkabelung, wobei sowohl die Wechselspannungs-Leitungen als auch die Gleichspannungs-Kabel betroffen sind. Die elektrische Verschaltung umfasst dabei das Routing der Leitungen/Kabel und auch die Dimensionierung der Leitungen/Kabel.

Die Gleichspannungs-Kabel führen von den Solarzellenmodulen auf den nebeneinander aufgestellten Tischen zu den Invertern, wobei eine oder mehrere Zwischen-Anschlussboxen 70 vorgesehen

sein können, die technisch GJB (generator junction boxes) genannt werden. Eine solche GJB fasst immer mehrere Kabel von mehreren Solartischen  $T_n$  zusammen, vgl. Figur 2.6 und 2.7. Weiterführend werden mehrere Kabel von GJBs von anderen GJBs zusammengefasst, so dass alle gemeinsam auf einen Inverter geführt werden (soweit die Solartische diesem Inverter zugeordnet sind), der aus der Gleichspannung eine in der Spannung höhere Wechselspannung erzeugt. An einem Solartisch ist meist eine erste Anschlussbox AJB (Array Junction Box) vorgesehen.

Die Inverter sind in der Regel selbstgeführte Wechselrichter, welche auf die Nennfrequenz der Photovoltaik-Anlage umrichten und auf eine Zwischenspannung, in Europa meist im Bereich von 15kV, per AC-Transformator umsetzen. Jeder Inverter ist über eine oder mehrere weitere Wechselspannungs-Leitungen an die Trafostation W angeschlossen, über welche die PV-Anlage ihre elektrische Leistung abgibt, und zwar in ein noch höherspanniges Netz HS im Bereich der Überland-Leitungen von 110 kV bis 330 kV (europäisches Verbundnetz), in USA schon ab 30 kV.

Bevorzugt sind die Inverter einer ersten Gruppe von Invertern mit der Trafostation über eine Ringleitung verbunden, und eine andere Gruppe von Invertern ist mit einer weiteren Ringleitung mit derselben Trafostation verbunden, vgl. Figur 2.6 und 2.7 mit den Ringleitungen  $L_1$  und  $L_2$ .

Die Vorberechnung der Layouts der PV-Anlagen mit dem ersten Rechner 31 geschieht in den zuvor skizzierten Abschnitten in einem Ausführungsbeispiel wie folgt.

Die Analyse des Grundstücks gemäß Figur 2 führt zu einer ersten Festlegung einer Vorzugsrichtung der Tische. Es können auch mehrere Vorzugsrichtungen in einem spezifizierten Gebiet gewählt sein. In dem dargestellten Beispiel ist die Vorzugsrichtung von Nord nach Süd. Sie bestimmt die Richtung der Spalten der Solartische. Die Reihe der mehreren nebeneinander stehenden Tische einer Spalte verläuft von Ost nach West, wo-

bei "a" nur symbolischen Charakter hat, der physische Abstand der Solartische in Ost-West Richtung ist praktisch Null.

Die Vorzugsrichtung in dem gezeigten Beispiel ist relativ einfach von Nord nach Süd zu wählen, weil die Grenzen des Grundstücks auch im Wesentlichen von Nord nach Süd verlaufen, auch wenn sie nicht rechtwinklig zueinander stehen. Verlaufen diese Grenzen des "spezifizierten Gebiets" stärker geneigt, liegt also ein Parallelogramm vor und kein Rechteck, so ist die Vorzugsrichtung der Tische auch entsprechend den Grenzen des spezifizierten Gebiets ausgerichtet, also geneigt gegenüber der Nord-Süd-Richtung .

Nimmt man in einem nicht dargestellten Beispiel an, dass das erste Rechteck, links, 100a" verbleibt und das rechte, kleinere Rechteck 100a' als Parallelogramm ausgebildet ist, mit einer geneigten rechten Kante, so ergibt sich für das kleinere Parallelogramm eine andere Vorzugsrichtung als für das große Rechteck 100a".

Weitere Betrachtungen müssen Platz greifen, wenn die Gebietsgrenzen nicht parallel verlaufen. Dann ist die zu wählende Vorzugsrichtung eine Einschätzungsfrage. Sie kann durch Ingenieurleistung bereitgestellt werden, Ingenieurwissen kann unterstützen, oder es kann eine Optimierung im Sinne einer Modellrechnung erfolgen, die eine oder mehrere Vorzugsrichtungen erprobt. Diese Vorzugsrichtungen können jeweils in unterschiedlicher Form auch Anlass und Ausgangspunkt für unterschiedliche Layouts von dann sich ergebenden verschiedenen Kraftwerken sein, die unter die vorberechnete Menge von gespeicherten "Lösungen" von Kraftwerken fallen, die in der Datenbank 30 gespeichert werden.

Die Vorzugsrichtung ist damit auch ein Kriterium oder eine Eigenschaft eines Layouts von Kraftwerken, die für die spätere Auswahl und Navigation am Bildschirm 34 Verwendung finden kann .

Eine andere Möglichkeit, die Vorzugsrichtung festzulegen, ist nicht die Verwendung von Grenzen des Grundstücks (äußeren Rändern), sondern von topologischen Gegebenheiten innerhalb des Grundstücks, beispielsweise dem ersichtlichen vertikalen  
5 Schlauch 100b" in Figur 2, der angenommener Maßen auch um  $30^\circ$  geneigt verlaufen könnte, und damit eine Vorzugsrichtung vorgeben kann, die um  $30^\circ$  geneigt verläuft, ungeachtet der relativ vertikal (Nord-Süd) verlaufenden Gebietsgrenzen. Auch hier kann sich eine eigene Layout-Gestaltung eines Kraftwerks erge-  
10 ben, die Bestandteil der in der Datenbank gespeicherten vorberechneten fertigen Layouts wird.

Die Platzierung der Solartische ist ein weiterer Schritt, die  
15 einer vorberechneten, fertigen Layout-Lösung der Photovoltaik-Anlage zugehörig ist. Begonnen wird mit der Festlegung der Spaltengruppen. Eine Spaltengruppe umfasst mehrere Tischspalten, es können zwischen zwei und sechs (jeweils einschließlich) Tischspalten einer Spaltengruppe zugehörig sein. Auch  
20 eine Einzeltisch-Spalte ist möglich, meist aber am Rand der spezifizierten Gebiete, vgl. Figur 2.2, rechts.

Zwischen zwei Spaltengruppen ist jeweils ein Spaltenabstand  
25 "b", wie in den Beispielen 101,102,100 erläutert.

Es tritt hinzu, dass die erste Spaltengruppe in einem Abstand oder unmittelbar am linken Rand beginnen kann, und/oder die letzte Spaltengruppe am Ende des Gebiets oder in einem Abstand vom Ende des rechten Rands des Gebiets gelegen sein kann.

30 Die Spaltengruppe, die bevorzugt zwei bis sechs Spalten von Tischen beinhaltet, kann auch im Randbereich auf nur eine Tischspalte beschränkt werden, so Figur 2.2. Das ergibt sich aufgrund der Geometrie und Erstreckung des spezifizierten Gebiets, sollte aber im Inneren des spezifizierten Gebiets nicht  
35 als Ausbildung oder Gestaltung verwendet werden, allenfalls im Randbereich .

Eine topologie-adaptive Spaltenkonfiguration kann ebenfalls erfolgen, die sich beispielsweise anhand der Topologie der Figur 2 orientiert, so die Auswahl von drei breiten Spaltengruppen, zweite Gruppe bis vierte Gruppe (in dem Kraftwerk-Layout der Figur 2.1), die sich an dem breiten Streifen 100b" in Figur 2 orientieren) . In Längsrichtung der Solartische (Ost-West-Richtung) kann das spezifizierte Gebiet ansteigen und abfallen, ohne dass die Abstände der Solartische sich verändern.

Das Auffüllen der Spaltengruppen ist der nächste Schritt, wobei die Solartische jeweils in einer Reihe gemeinsam platziert werden, also die Tische  $T_1, T_{60}$  und die beiden daneben liegenden benachbart fluchtenden Tische eine Reihe bilden (in der ersten Spaltengruppe der Figur 2.1) .

Anschließend wird die zweite Tischreihe aus vier in Querrichtung (Ost-West-Richtung) auf gleicher Linie stehenden Tische festgelegt (linker Tisch  $T_2$ ). Der Tischabstand "d" Nord-Süd ergibt sich dabei aus der Topologie der Figur 2 im linken unteren Bereich, die etwa gleiche topologische Höhe aufweist. Hier können die Tische, beginnend links unten in Figur 2.1, sehr dicht aneinander platziert werden (d ist klein), da kein topologisches Gefälle ausgeglichen werden muss oder die eine Nähe der Tischreihen begünstigende Steigung nicht vorhanden ist.

Allgemein kann hier gesagt werden, dass eine Steigung nach Norden bei nach Süden ausgerichteten Tischreihen eine nähere Platzierung oder engere Platzierung der einzelnen Tischreihen in einer jeweiligen Spaltengruppe ermöglicht, und ein Gefälle verursacht, das die Tischreihen mit einem größeren Abstand d' (hier Nord-Süd) versehen sein müssen, um die Abschattung des weiter hinten liegenden Tisches bei tiefer stehender Sonne nicht zu groß werden zu lassen. Die zweite (hintere) Tischreihe erhält dann nur noch begrenzt Lichteinstrahlung, wenn sie zu nahe an der ersten (vorderen) Tischreihe angeordnet ist und entlang der Spaltengruppe ein Gefälle (in Figur 2.1 nach oben betrachtet) vorhanden ist.

Eine weitere Einflussnahme kommt durch unterschiedliche topologische Höhenlagen in Querrichtung einer Spaltengruppe zustande. Senkt sich das spezifizierte Gebiet entlang einer  
5 Hälfte der Breite der Spaltengruppe stärker ab als der benachbarte Gebietsabschnitt in der übrigen Spaltengruppe, so bemisst sich der Tischabstand in Längsrichtung der Spaltengruppe nach dem notwendigen größeren Tischabstand in dem sich absenkenden Gebietsabschnitt, obwohl im linken Gebietsabschnitt,  
10 der sich nicht absenkt, eine nähere/engere Ausrichtung der einzelnen Tischreihen möglich wäre.

Figur 1.2 zeigt den Schattenwinkel  $\sigma_1$  (sigma) und den Neigungswinkel  $\vartheta$  (theta) der die Solarzellen tragenden Fläche des Solartischs  $T_1$ . Beide Winkel gemessen gegenüber der Horizontalen  
15  $H$ . Der zweite Tisch  $T_2$  wird in einem Abstand  $d$  vom ersten Tisch  $T_1$  platziert. Dieser Abstand  $d$  ergibt sich aus einer Betrachtung des Schattenwinkels, dessen Fahrstrahl unter  $\sigma_1$  eingezeichnet ist. Er beginnt an der Oberkante des ersten Tisches  $T_1$   
20 und läuft bis zur Unterkante des Tisches  $T_2$ . Ist kein Gefälle zu verzeichnen und der Boden eben entlang der Topologie  $B_1$ , ist der Tisch  $T_2$  der zweiten Reihe in der Spaltengruppe so zu platzieren, wie das in Figur 1.2 mit dem Tisch  $T_2$  gezeigt ist. Ist ein Gefälle zu verzeichnen, das schematisch mit  $B_2$  eingezeichnet  
25 ist, kommt der Tisch  $T_2$  tiefer zu liegen, muss also mit der Definition des Auftreffens des Fahrstrahls des Schattenwinkels an seiner Unterkante einen größeren Abstand  $d'$  vom ersten Tisch haben, damit die Unterkante des Tisches  $T_2$  vom Schattenwinkel erreicht wird.

30 So wird Tisch für Tisch (jeweils eine Querreihe von Tischen in einer Spaltengruppe) platziert, um die Spaltengruppe aufzufüllen. Anschließend beginnt die Platzierung der Tische mit der nächst-benachbarten Spaltengruppe, in Figur 2.1 der zweiten  
35 Spaltengruppe, noch ohne die dort eingezeichneten Inverter  $I$ , mit Solartisch  $T_{250}$ .

Das gesamte spezifizierte Gebiet wird entlang der zuvor festgelegten Vorzugsrichtung und der vorgegebenen Spaltengruppen, jeweils zwischen den realen Abstandsstreifen  $b$  auf diese Weise befüllt .

5

In einem dritten Schritt werden "Invertergebiete" festgelegt. Dabei geht man von einem voll besetzten spezifizierten Gebiet aus, das mit Tischen belegt ist, wie in den drei Beispielen der Figuren 2.1, 2.2 und 2.3 gezeigt, wobei jeweils unterschiedliche Tischplatzierungen und unterschiedliche Spaltengruppen-Festlegungen und auch unterschiedliche Platzierungen der Abstände  $b$  der Spaltengruppen gegeben sind.

10

Ausgangspunkt der Platzierung eines ersten Inverters ist eine erste Gruppe von Solartischen und ein gering zu haltender Verkabelungsaufwand auf der Gleichstromseite.

15

Der Inverter  $I_m$  wird von allen Solartischen, die zu seiner Gruppe  $G_m$  gehören, mit Strom beliefert. Dieses wird "Invertergebiet" genannt oder auch die Untergruppe. In Figur 2.1 ist die Gruppe  $G_1$  dem Inverter  $I_1$  zugeordnet und alle Tische sind mit ihren Gleichspannungs-Kabeln an diesem Inverter angeschlossen. Dem zweiten Inverter  $I_2$ , er liegt weiter oben entlang der ersten Abstandsbreite  $b_1$  zwischen den beiden ersten Spaltengruppen von Tischen, ist die Gruppe  $G_2$  zugeordnet. Am oberen Rand ist dem zwölften Inverter  $I_{12}$  die zwölfte Gruppe  $G_{12}$  zugeordnet .

20

25

Die Zuordnung einer Gruppe kann in dem gezeigten Beispiel so erfolgen, dass alle Inverter längs der ersten Abstandsbreite  $b_1$  liegen sollen, die beispielsweise als Kabelweg ausgestaltet ist. Die dazu parallele, nächste Abstandsbreite  $b_2$  zwischen der zweiten und der dritten Spaltengruppe von Solartischen soll im Beispiel als Fahrweg (für Instandhaltung) ausgebildet sein und an ihr sollen keine Inverter liegen. Die wieder nächste Abstandsbreite  $b_3$  ist erneut als Kabelweg ausgebildet und liegt an in Längsrichtung (Nord-Süd) beabstandeten Invertern.

30

35

Das Zuordnen zu einem Inverter kann sukzessive erfolgen, beginnend mit den ersten beiden Spaltengruppen gemeinsam, von rechts nach links und zeilenweise (reihenweise). Wenn die Nennleistung des Inverters  $I_1$  durch die Zuordnung einer Menge von Solartischen  $T_1, T_2 \dots$  erreicht ist, ist die erste Gruppe  $G_1$  abgeschlossen. Ein etwa mittig gelegener Tisch wird dann herausgenommen und an seiner Stelle wird (möglichst zentral in der ersten Gruppe) der Inverter  $I_1$  platziert.

Es kann dabei eine Überdimensionierung oder Übergruppierung erfolgen, wobei dem ersten Inverter  $I_1$  mehr Solartische elektrisch zugeordnet werden, als es seiner Nennleistung entspricht, also Nennleistung eines Tisches multipliziert der Anzahl der Solartische ist Inverterleistung (Nennleistung), oder aber 30 % bis 50 % oder mehr als 100 % überladen von der Nennleistung der Tische her betrachtet. Auch anders herum gedacht, kann bis zu 30 % unterdimensioniert werden. Günstigenfalls wird praktisch die Inverterleistung entsprechend der Summe der Tischleistungen der ersten Gruppe  $G_1$  gewählt. Dies auch für die anderen Tischgruppen (Invertergebiete) des ganzen spezifizierten Gebiets.

Die Inverter werden dazu nach weiter oben gehend jeweils für eine Gruppe platziert, oder anders herum gesprochen, die nächste Gruppe von Solartischen wird dem nächsten Inverter zugeordnet. Ist ganz am oberen Ende der Inverter  $I_2$  nicht mit ausreichend Nennleistung von Solartischen versorgt, um seine Nennleistung zu erreichen, können Tische aus der oder den nächsten Spaltengruppe ( $n$ ) hinzugenommen werden. Im Beispiel ist das auch erfolgt, dem oberen Inverter  $I_2$  werden alle restlichen Tische der linken Spaltengruppe, also der Gruppe  $G_2$  sowie die oberen Solartische der anderen drei Spaltengruppen bis zum Erreichen seiner Nennleistung zugeordnet. Alle Solartische am Nordrand von Gebiet 100a" sind zu Inverter  $I_2$  elektrisch leitend gereutet.

Das Aufbauen der Invertergebiete kann auch anders herum, von oben nach unten (Nord nach Süd) erfolgen. In einer weiteren

Möglichkeit, die Inverter zu platzieren, können aus beiden Richtungen von oben und unten jeweils Inverter platziert und Gruppen von Solartischen jeweils zugeordnet werden, und bei einer Rest-Tischmenge im mittleren Bereich der linken beiden Spaltengruppen können auch von der noch weiter rechten, dritten Spaltengruppe Solartische hinzugenommen werden.

Anzumerken ist, dass eine Tischreihe, die in der ersten Gruppe aus vier Solartischen und in der zweiten Gruppe aus fünf Solartischen besteht, nicht insgesamt einem Inverter zugeordnet werden muss, sondern wie die dritte Tisch-Spaltengruppe zeigt (oberhalb von Tisch  $T_{550}$ ) können auch einzelne Tische (hier drei Tische mit  $T_{580}$ ) einer Tischreihe einem anderen Inverter zugeordnet werden (anderer Grauwert der Tischgruppe) .

Die Zuordnung geschieht über das gesamte spezifizierte Gebiet 100a. Die Anzahl der Untergruppen von Solartischen ergibt sich und damit auch die Anzahl der Inverter. Unterschiedliche Grauwerte von Tischen zeigen unterschiedliche Invertergebiete .

Alle Inverter werden anschließend elektrisch angeschlossen, und mit Wechselspannungs- Leitungen der Trafostation W zugeordnet. Bevorzugt geschieht dies mit in Figur 2.6 dargestellten Ringleitungen  $L_1$ ,  $L_2$ , bei denen eine Gruppe von Invertern in einer elektrischen Ringleitung liegt und der Trafo W in derselben Ringleitung. Wird der Ring unterbrochen, ist gleichwohl Sicherheit gegeben, weil der Strom aus den Invertern über den anderen Abschnitt des Rings fließen kann. Eine höhere Zuverlässigkeit wird so erreicht. Es spricht gleichwohl auch nichts gegen eine sternförmige Anschlussform, von jedem Inverter  $I_m$  weg, hin zu der Trafostation W .

Die Inverter geben eine höhere Wechselspannung im Bereich von 15 kV ab. Die Trafostation W setzt diese Spannung in der Frequenz des Landes, in dem das Gebiet 100a liegt, auf eine höhere Spannungsebene, bevorzugt 110 kV bis 330 kV um.

Der Verkabelungsaufwand kann mit einem Kriterium versehen werden, wonach sein Aluminium- oder Kupfergewicht festgestellt und festgelegt wird, als ein Konfigurationsparameter (ein Kriterium) der so gestalteten und als Layout festgelegten PV-Anlage. Die Leitungslänge ist hierbei nicht primär relevant. Es kommt auf die Gesamtmenge des verwendeten Kupfers oder Aluminiums für die Leitungen und Kabel an, hinsichtlich ihres Gewichts. Gegenläufig ist die Minimierung der Verluste auf den Leitungen, die bei zu geringem Querschnitt ansteigt, so dass verschiedene Konfigurationen von elektrischen Verkabelungen zu verschiedenen PV-Anlagen gehören können, die von einer gleichen Tischverteilung ausgehen. Mehrere Varianten können dadurch entstehen, die auch Bestandteil der Datenbank werden und als vorberechnete Lösungen (Layouts) für mögliche (baufähige) Photovoltaik-Anlagen 100, 101, ... zur Verfügung stehen.

Die Verkabelung der Wechselstrom- und Gleichstromkabel orientiert sich primär an der Ausrichtung der Tischreihen und der Spaltenabstände, die rechtwinklig zueinander verlaufen. Bevorzugt werden die Kabel entlang dieses rechtwinkligen Rasters verlegt und nicht quer oder schräg unter den Tischen entlang. Diese Aussage gilt für die im Wesentlichen von Nord nach Süd verlaufende Vorzugsrichtung der Gebietsgeometrie von Figur 2.1. Wäre die Ausgestaltung parallelogrammartig und würde sich die Vorzugsrichtung geneigt orientieren, würden die Kabelwege entsprechend geneigt verlaufen. Allgemein kann insoweit gesagt werden, dass die Vorzugsrichtung eine Richtung der Kabelführung bestimmt und die Richtung der Tischreihen eine zweite Richtung der Kabelführung und Leitungsführung definiert.

Figur 2.6 veranschaulicht eine mögliche Verlegung der elektrischen Kabel/Leitungen.

In Figur 2.6 und 2.7 ist exemplarisch eine Ausführung eines Teils der Gleichstrom-Verkabelung und eines Teils der Wechselstrom-Leitungsführung für das Beispiel der Figur 2.1 gezeigt. Es ist dort der rechte Abschnitt (die rechten drei Spaltengruppen) herausgegriffen und vergrößert dargestellt. Die In-

verter haben Namen, der obere Inverter ist  $I_{24}$ , der linke untere Inverter ist  $I_{13}$ . Der rechte obere Inverter ist  $I_{31}$  und der rechte untere Inverter ist  $I_{25}$ . Alle diese Inverter werden an die Trafostation W durch Leitungen angekoppelt. Dargestellt ist die obere Gruppe von Invertern, die über eine Ringleitung  $L_2$  mit der Trafostation W verbunden sind. Liegt ein Kabelbruch an einer Stelle vor, können sämtliche Inverter noch über den anderen Arm oder Zweig des Leitungsringes ihre Wechselspannung und ihren Wechselstrom an die Trafostation W liefern. Im rechten Teil sind die Inverter  $I_{31}$  bis  $I_{25}$  über einen ebensolchen Ring  $L_1$  an die Trafostation W angeschlossen. Die Leitungsführung orientiert sich dabei vertikal.

Der elektrische Anschluss der einzelnen Tische erfolgt durch Kabel, von denen einige exemplarisch als  $k_1$ ,  $K_2$ ,  $k_3$  und  $K_4$  eingezeichnet sind. Jeder Tisch selbst ist über eigene Kabel an eine AJB (Array Junction Box) angeschlossen, und mehrere dieser Array Junction Box sind miteinander elektrisch verbunden an einer GJB 70 und dann dem Inverter  $I_{31}$  zugeschaltet, dem die Gruppe von Tischen zugeordnet ist. Hier ist der Inverter  $I_{31}$  dargestellt, dem der Strom von fünf GJB 70 (Generator Junction Box) zugeführt ist, aus der zweiten Spaltengruppe von rechts. Die in der rechten Spaltengruppe liegenden Tische, die auch diesem Inverter 131 zugeordnet sind, sind nicht mit Leitungen elektrisch angeschlossen eingezeichnet, werden aber entsprechend dem Beispiel der zweiten Spaltengruppe von rechts auch elektrisch angeschlossen.

In entsprechender Weise werden auch sämtliche weiteren Inverter  $I_{13}$  bis  $I_{24}$  des in Figur 2.6 dargestellten Ausschnitts an die Trafostation W angeschlossen. Es versteht sich, dass auch die übrige Inverterspalte von  $I_1$  bis  $I_{12}$  aus Figur 2.1 an die Trafostation W angeschlossen ist (nicht dargestellt) und die zugehörigen Tische bzw. Tischgruppen je Inverter über Gleichstromleitungen auch angeschlossen sind. Kein Tisch, der Strom liefert, ist nicht angeschlossen.

Sind eine Vielzahl von mehr als zumindest 20, bevorzugt auch mehr als 100 PV-Anlagen in der Datenbank gespeichert, kann mit diesen gespeicherten, vorberechneten Kraftwerks-Layouts (PV-Anlagen) gearbeitet werden. Jede dieser Anlagen ist sofort einsetzbar, baufähig und kann in die Realität umgesetzt werden. Das dazu herangezogene spezifizierte Gebiet ist der Raum, wo sie platziert wird. Jeder Tisch  $T_n$  ist definiert in seiner Geometrie und seiner Anordnung, jeder Inverter ist definiert, die Abstände zwischen den Spaltengruppen sind definiert, die Lage der Trafostation  $W$  ist definiert und auch andere technische Parameter der Tische, z.B. der Neigungswinkel der Solarzellen-Flächen, sind ebenfalls definiert und festgelegt. Ebenfalls definiert und festgelegt sind alle Bahnführungen der Kabel (DC) und alle Bahnführungen der Leitungen (AC), die von den Tischen  $T_n$  zu den Invertern bzw. von den Invertern  $I_m$  zur Trafostation  $W$  führen. Damit ist jede Anlage sofort baufähig, steht aber zunächst zu einer Auswahl, Optimierung und einem möglichen Szenarienvergleich zur Verfügung, mit technischen Spezifikationen der dann tatsächlich gebauten (einen) Photovoltaikanlage, ausgewählt aus einer großen Anzahl von bereits fertigen Layouts von (vielen) Photovoltaikanlagen, die in der Datenbank für eine Displaydarstellung abrufbar gespeichert sind.

In den Figuren 3 wird die grafische Darstellung der Vielzahl von fertigen (baufertigen) und vorberechneten Layouts von Kraftwerken veranschaulicht.

Figur 3.1 ist eine vergrößerte Darstellung des Bildschirms 34 und zeigt drei vertikal untereinander liegende Abschnitte. Der obere Abschnitt 34a ist eine zweidimensionale Darstellung eines beliebig dimensionaligen Raumes. Dargestellt ist für eine Vielzahl von Kraftwerken (PV-Anlagen), die jeweils durch einen Punkt repräsentiert sind, die X-Achse (Anzahl der Tische) und die V-Achse (Anzahl von Invertern). Eingezeichnet dargestellt ist die PV-Anlage 105, die mit Kenngrößen (ihren Eigenschaftswerten) in dem dritten Bereich 35 (von oben) der Bildschirm-

darstellung 34 gezeigt ist, respektive abstrakt repräsentiert ist.

Im Bereich 35 sind eine Vielzahl von grafisch dargestellten

5 Slidern, die mit einem Keil 36 auf jeder der Skalen die Eigenschaftswerte der PV-Anlage 105 repräsentieren. Mit Werten dargestellt ist im Bereich 36a die konkret ausgewählte PV-Anlage mit z.B. folgenden Eigenschaftswerten, einer Anzahl von 1470 Solartischen, 27 Invertern, 16° Neigungswinkel jedes Solartisches (gegenüber der Horizontalen), ein Schattenwinkel von 10 16°, zur Bestimmung des Abstandes der Tische, wobei der Abstand der Tische entsprechend der Darstellung der Figur 2.1 abhängig von der Topologie variiert, aber bei gleichbleibendem Schattenwinkel. Auch ist die Nennleistung (peak power) mit 15 30,87 MW angegeben. Der "Vield Post Inverter" (Jahresertrag) ist mit 36.837,79 MWh dargestellt. Diese Kenngrößen beschreiben die PV-Anlage 105, eingekreist dargestellt in der X-V-Darstellung 34a, wobei hier herausgegriffen 27 Inverter und 1470 Tische die Koordinaten auf den Achsen sind.

20 Im mittleren Abschnitt 34b kann über Combo-Boxen oder Schaltfelder 38,39 die X-Achse und die V-Achse im Bereich 34a ausgewählt und eingestellt werden, wobei dann die Werte in dem oberen Abschnitt 34a der Bildschirmdarstellung 34 dargestellt werden, die auf den Skalen im Bereich 35 angezeigt werden. Im 25 Beispiel sind es sechs technische Eigenschaftswerte, von denen zwei Eigenschaftswerte im zwischen Bereich 34b ausgewählt worden sind und im bildlich darstellenden Abschnitt 34a als Koordinatendarstellung dem Betrachter visuell vermittelt werden.

30 Diese visuelle Vermittlung geschieht abstrakt, nach Art "ein Punkt ein Kraftwerk", wobei das Kraftwerk 105 mit den technischen Eigenschaften 36 repräsentiert ist und hiervon die Tischanzahl und die Inverteranzahl dieses PV Kraftwerks 105 zu Erläuterungszwecken herausgegriffen ist. Die anderen Punktdarstellungen im Bereich 34a entsprechen den kleinen Strichen auf 35 den sechs Skalen im Arbeitsbereich 35.

Die beiden Endwerte dieser Skalen sind links bei 35a und rechts bei 35b gezeigt. Die im Speicher 30 verfügbaren vorberechneten Kraftwerks-Layouts haben eine Tischanzahl zwischen 1102 und 2040. Entsprechend haben sie eine Nennlast zwischen  
5 23,142 MW und 42,84 MW.

Diese Grenzwerte sind aus den Endabschnitten 35a, 35b zu ersehen. Die anderen Werte erklären sich entsprechend den Ausführungen zu den zwei herausgegriffenen Skalen "Tischanzahl" und  
10 "Nennleistung".

Erwähnt werden sollte die für Kraftwerke aussagefähige Eigenschaft des "Yield Post Inverter" (untere Skala in Figur 3.1). Sie errechnet sich über den Jahresverlauf und ist angegeben in  
15 einer Arbeitsgröße, Leistung mal Zeit. Gerechnet ist für das dargestellte Kraftwerk 105 mit den 1470 Tischen und 27 Invertern eine "Yield Post Inverter" von 36,838 (aufgerundet) MWh. Dies berücksichtigt nicht unmittelbar die Nennleistung des Kraftwerks mal der Anzahl von Tagen (entsprechend Stunden) des  
20 Jahres, gibt aber den Ertrag pro Jahr an, der unter Berücksichtigung von Wetterdaten des geografischen Ortes, an dem das Gebiet liegt, auf dem die PV-Anlage 105 (hypothetisch) gebaut worden ist. Sie berücksichtigt auch alle Eigenschaftswerte, die im Übrigen für die Anlage 105 in der Figur 3.1 ersichtlich  
25 sind.

Aus dem Ertrag (pro Jahr) kann der Verwender, Benutzer oder Betreiber der Anlage errechnen, welchen erwarteten Ertrag er pro Jahr an seine Kunden verkaufen kann. Er kann daraus seine  
30 Preise für die verkaufte Elektrizität bemessen, er kann Abschreibungen berechnen und er kann einschätzen, wie sich die Anlage wirtschaftlich rechnet.

Für die hier relevante technische Betrachtung ist der eigent-  
35 liehe technische Wert primär relevant. Für den Anwender mögen andere Wirtschaftsfaktoren zusätzlich relevant sein. Der

"Yield Post Inverter" (Ertrag pro Jahr) enthält eine technische Komponente, wie auch für den Betreiber einen wirtschaftlichen Aspekt der "Berechenbarkeit".

- 5 Die Nennleistung ist insoweit einfacher zu bestimmen, sie kann proportional abhängig von der Anzahl der Tische sein, wenn jeder Tisch gleich aufgebaut ist und eine gleiche diskrete Initialleistung zur Verfügung stellt. An dem Scrollbalken 40 der Figur 3.1 ist ersichtlich, dass auch eine Vielzahl von weiteren technischen Eigenschaftswerten der dargestellten PV-  
10 Anlagen in Feld 34a ins Blickfeld gescrollt werden können.

Unter diesen sind beispielsweise auch folgende, hier erläuterte Größen, die aber nicht gesondert dargestellt sind.

15

- Ein technisches Maß ist die Sensitivität gegen Baufehler. Jede Anlage, die individuell geplant ist, hat ein hohes Maß an individueller Bauleistung zur Folge. Eine Anlage, die gleichmäßiger geplant ist, ist für den Schritt des Ausführens des Baus  
20 leichter zu realisieren. Sie ist weniger anfällig gegenüber Baufehlern. Eine Anlage, die individuell so geplant ist, dass jeder Tischabstand ein anderer sein kann, wie in Figur 2.1 gezeigt, ist anfälliger gegen Baufehler und komplexer in der Bauphase. Dieser Wert "robuste Anlage" soll zeigen, dass eine  
25 Anlage stärker oder weniger stark abhängig von Baufehlern ihre Leistung verändert. Auf der Skala können dann robuste Anlagen und empfindliche Anlagen unterschieden werden, vgl. dazu Figur 4.1.

- 30 Ein weiterer Wert, der für den Betreiber oft eine wesentliche Rolle spielt, ist der LCOE (Levelized Cost of Electricity) , die eine Vielzahl von Größen in sich vereinigt und anschaulich die durchschnittlichen Kosten pro erzeugter Kilowattstunde (Kwh) über die Laufzeit der Anlage beschreibt. Die Laufzeit  
35 der Anlage kann beispielsweise 20 Jahre sein, und ein Beispielswert für einen LCOE ist 17 Cent je Kilowattstunde (Kwh) . In diesem Eigenschaftswert, der technische Größen abbildet, ist auch die Veränderung der Anlage über der Zeit berücksich-

tigt, also die Reduzierung der real abgegebenen Leistung der Solarzellen, deren Oberfläche über die Zeit degradiert und die deshalb nicht während der ganzen Laufzeit ihre angenommene Leistung erbringen können. Angenommene Werte der Degradation sind am Anfang zwischen 1 % bis 1,5 % und im Laufe der Jahre bis zur Laufzeit von 20 Jahren zusätzlich eine Reduzierung von 0,5 % pro Jahr. Bei einer Laufzeit, die angenommenermaßen 20 Jahre für eine PV-Anlage beträgt, kommt man auf Werte von 10 % bis 15 % an einer Reduzierung der abgegebenen Leistung gegenüber der installierten Leistung zu Beginn der Laufzeit der PV-Anlage .

Der LCOE kann auch berücksichtigen, dass die eigentlich angegebene Nennleistung für Solarzellen nicht deren reale Nennleistung ist. Die Nennleistung ist eine im Labor gemessene Leistung pro Zelle (mal Anzahl der Zellen in einem Tisch ergibt sich die Tischleistung) , mit einer Lichtbestrahlung von  $1.000 \text{ W/m}^2$ , senkrecht aufgestrahlt auf die Fläche der Solarzellen. Mit der Anzahl der Tische multipliziert ergibt sich eine Nennleistung der Anlage, die real aber nicht erreicht wird, weil in der realen Bauform die Zellen nicht immer senkrecht angestrahlt werden, die Lichtleistung nicht immer  $1.000 \text{ W/m}^2$  ist, und die Temperatur einen weiteren Einfluss nimmt. Die installierte Nennleistung ist deshalb bereits anders, als die angegebene (Labor-) Nennleistung und kann und wird sogar in dem LCOE berücksichtigt. Der LCOE ist deshalb eine ganz realitätsnahe Eigenschaft des Kraftwerks in ihrer Layout-Konfiguration.

Figur 3.2 zeigt eine Restriktion, also eine Einschränkung eines Eigenschaftsbereiches, der hier im Beispiel an der Skala 41 erläutert wird. Alle anderen Skalen können in gleicher Form eingeschränkt werden.

Die Einschränkung ist ersichtlich durch zwei Grenzen, die mit 36' und 36" auf der Skala 41 den Leistungsbereich einschränken. Die beiden Grenzwerte links und rechts auf dieser Skala sind durch die keilförmigen Slider 36' und 36" auf einen Be-

reich eingeschränkt, der links und rechts im Bereich 35a und 35b dargestellt ist, also circa 30 MW und 35,8 MW. Ausgewählt daraus ist dieselbe Anlage 105 mit der Nennleistung 30,87 MW, die im Koordinaten-Darstellungsabschnitt 34a auch mit einem

5 Kreis umrandet herausgegriffen ist. Die dort jetzt verbleiben - den PV-Anlagen sind wesentlich weniger als in Figur 3.1, es sind nur diejenigen, die den Kriterien der Achse 41 entsprechen, also innerhalb des Bereiches zwischen 36' und 36" eine Nennleistung haben (Peak Power). Die anderen Kraftwerke sind

10 im Bereich 34a entweder ausgeblendet oder "ausgegraut" (grau dargestellt gegenüber einem dunkleren oder stärkeren Kontrast der ausgewählten Kraftwerke) .

Eine weitere Einschränkung einer zusätzlichen Skala 42 zeigt

15 die Figur 3.3. Die Anzahl der Inverter der Skala 42 sind eingeschränkt zwischen 29 und 30 (die Bruchdarstellung soll hier nicht beachtet werden, es gibt nur ganze Zahlen von Invertern). Diese beiden Grenzen 37' und 37" sind tatsächlich zwei Stückzahlen von Invertern, 29 und 30, wie an den beiden kurzen

20 Skalenstrichen zu erkennen ist. Ausgewählt zwischen diesen beiden Werten ist die Zahl 29, deren zugehörige Anlage 106 im Koordinatenbereich 34a dargestellt ist.

Alle übrigen Anlagen sind "ausgegraut" dargestellt, also mit

25 einem geringeren Kontrast. Aus der Vielzahl der Anlagen von Figur 3.1 bleiben nur noch wenige übrig, die durch die beiden Restriktionen (Einschränkungen) der beiden Skalen 41 und 42 als noch hervorgehoben dargestellt verbleiben. Die zuvor noch dargestellte Anlage 105 in Figur 3.2 entspricht nicht mehr

30 diesen Einschränkungen und damit nicht mehr dem vorgegebenen Profil aus dem Arbeitsbereich 35, so dass sie ausgegraut im Abschnitt 34a dargestellt ist. Es wird stattdessen eine andere Anlage 106 hervorgehoben dargestellt (durch Kreis repräsentiert), die den Werten entspricht, die im Arbeitsbereich 35

35 begrenzt vorgegeben werden.

Der Benutzer kann eine ausgewählte Anlage natürlich jederzeit verändern, indem er die mit Keil nach oben dargestellten

Schieber 36 verändert. Es genügt dabei, einen der sechs dargestellten Schieber 36 zu verändern, da zu einer Anlage naturgemäß immer auch eine Gruppe von Eigenschaftswerten gehört.

Nachdem einem Eigenschaftswert aber mehrere Anlagen zugehörig sein können, ist die Auswahl über die Slider 36 nicht immer eindeutig. Eindeutiger ist es dann, eine der Anlagen auszuwählen, die im Koordinatenbereich 34a dargestellt werden, also beispielsweise die Anlage 106 (durch Kreis symbolisiert), die in Figur 3.3 hervorgehoben ist. Diese stellt dann die Slider im Arbeitsbereich 35 so ein, dass die ihr zugehörigen Eigenschaftswerte gekennzeichnet sind, und zwar für den Benutzer erkennbar gekennzeichnet sind.

Die eingestellten Restriktionen können auch rückgängig gemacht werden, indem die Links- und Rechtskeile wieder nach außen verschoben werden. Es können ganz enge Bereiche eingegrenzt werden, und es können Anlagen verglichen werden, wenn über den Bereich 34a verschiedene Anlagen "angeklickt" werden.

Ein sehr komplexer Zusammenhang, der nicht evident ist, obgleich eine Anlagenkonfiguration und ein Layout bekannt sind, ist in der Figur 3.4 dargestellt. Sie zeigt im Bereich 34a aufgetragen den Ertrag pro Jahr (vertikal) und auf der horizontalen Achse den Schattenwinkel, der ein Konstruktionswinkel ist, mit dem die Anlage in ihren Tischabständen auf dem Gebiet nach beispielsweise Figur 2 im Layout konfiguriert wird. Verändert man den Neigungswinkel der Achse 43 im Sinne einer Einschränkung zwischen den Werten  $16^\circ$  und  $24,89^\circ$  (Neigungswinkel der Solarfläche 20 gegenüber der Horizontalen), so ergibt sich die hervorgehoben dargestellte Gruppe von dadurch ausgewählten Kraftwerken.

Erkenntlich ist aus dieser Darstellung im Bereich 34a, dass für hohe Schattenwinkel Anlagen mit hohem Ertrag ausgegraut oder ausgeblendet werden (oberhalb von  $35^\circ$  Schattenwinkel). Für Anlagen mit geringerem Schattenwinkel (unter dem genannten Grenzwert) werden Anlagen mit geringerem Ertrag ausgegraut. Dies ist eine Einschränkung durch die Begrenzung des zugelass-

senen Bereichs des Neigungswinkels. Die eingezeichnete Verbindungslinie 36a verbindet die ausgewählten Eigenschaften der Anlage 107, die mit einem Schattenwinkel von  $16^\circ$  und einem Neigungswinkel von ebenfalls  $16^\circ$  im Abschnitt 3 4a durch einen Kreis hervorgehoben dargestellt ist.

Sie gehört zu den noch ausgewählten Anlagen innerhalb der rechten und linken Grenzen im Arbeitsbereich 35 auf den sechs Eigenschaftsskalen .

Figur 4.1 zeigt einen Szenarienvergleich. Das ist ein Vergleich von zumindest zwei (grundsätzlichen) Arten von Layouts.

Um den Benutzer mit weiter reichenden Informationen zu solchen "Szenarien" zu versorgen, können weitere Details in der graphischen Oberfläche GUI 34 angezeigt werden. In Abbildungen von technischen Eigenschaften, die im Folgenden mit Figur 4.1gezeigt werden, sind die Achsenbeschriftungen "Kosten" und "Ertrag" nur repräsentativ für interessante Kennzahlen zu verstehen, die nach Bedarf mit Schaltfeldern 37,38 geändert werden können, vgl. Figur 4.2 mit der Darstellung von "Ertrag" über "Neigungswinkel" (der Solarflächen 20).

Zusätzlich eingeblendet werden können in den Koordinatenbereich 34a bspw. Informationen über Kennzahlbereiche, die einzelne Szenarien abdecken.

Zunächst werden der besseren Übersicht halber die in den Kennzahlen abgedeckten Bereiche eines Szenarios als farbige oder andere kontrastierende Strecken neben den Achsen angezeigt. In der Figur 4.1sieht man eine horizontale und eine vertikale dunklere (innen liegende) Strecke entsprechend dem Kennwert "Kosten" bzw. "Ertrag". Dies ist ein erstes Szenario. Es gehört zu der ersten Art von Layouts, die im weiter links/unten liegenden Gebiet zusammengefasst sind (Rechtsschraffur).

Hat man ein weiteres Szenario definiert, wird dies mit einer anderen Farbe oder anderem Kontrast markiert, wie in der Figur 4.1 zu sehen ist. In der Figur 4.1 sieht man eine zweite horizontale und eine zweite vertikale hellere (außen liegende) Strecke, auch entsprechend dem Kennwert "Kosten" bzw. "Ertrag", aber für das zweite Szenario. Es gehört zu der zweiten (grundsätzlichen) Art von Layouts, die im weiter rechts/oben liegenden zweiten Gebiet zusammengefasst sind (Linksschraffur) .

Nicht ausgewählte Layouts von PV-Anlagen können außerhalb der beiden schraffierten Gebiete auch dargestellt sein.

Beispielsweise könnten die Szenarien ein einfaches, robustes (beim Aufbau weniger störanfällige Anordnung der Tische) und günstiges Layout (dunkler Rechtsschraffur) und ein Individuallayout (auf Baufehler empfindlichere Anordnung der Tische), das teurer ist (heller, Strecken außen, Gebiet rechts oben Linksschraffur) bezeichnen. Dabei sieht der Benutzer, dass zwischen den PV-Anlagenlayouts mit dem jeweils höchsten Ertrag in beiden Szenarien eine Ertragsdifferenz von 0,3 GWh herrscht, was einer Erweiterung des Optimierungsspielraums um 0,4% durch die Benutzung von Individuallayout gegenüber einem robusten Layout entspricht.

Mit anderen Worten ist mit Individuallayout ein höherer Ertrag erzielbar als mit robustem Layout. Der Benutzer muss nun aber entscheiden, ob der Ertragsgewinn durch individuelles Layout groß genug ist, um z.B. die gestiegenen Kosten (und veränderte andere technische Eigenschaften) zu rechtfertigen.

Ein weiteres Beispiel für eine sinnvolle Funktionalität bei der Visualisierung ist wie folgt gegeben.

Der Benutzer kann zwischen zwei beliebigen PV Anlagen (die er z.B. als die jeweils interessantesten aus zwei "Szenarien" identifiziert hat, oder als zwei der interessantesten Anlagen aus einem einzelnen Szenario) eine Strecke ziehen, indem er

die beiden PV Anlagen im Koordinatenbereich 34a anklickt. In der Abbildung wird eine Strecke eingeblendet. Die Unterschiede zwischen den beiden Anlagen in den aktuellen Kennzahlen werden ihm absolut und prozentual angezeigt. Hierdurch kann der Benutzer analysieren, wie signifikant die Unterschiede der beiden alternativen Layouts in den Kennzahlen sind.

Ein erster Ansatz, diskrete Parameter aus dem Designraum in der Visualisierung verwenden zu können, wäre eine Darstellung als "Pseudo-Zahl", d.h. beispielsweise, dass man einer Ja-Nein- Entscheidung wie "Blockdesign oder nicht?" zwei Werte wie "0" und "1" zuweist, die den Antworten "Nein" und "Ja" entsprechen. Auf diese Weise erhält man eine instantane Integration dieser diskreten Parameter in die bestehenden graphischen Konzepte.

In der Kennzahlansicht würden die Anlagen zu "Blockdesign" und "Kein Blockdesign" beispielsweise links bzw. rechts in der Ansicht erscheinen, wenn die x-Achse diesem Parameter entspricht. Somit wird eine Visualisierung erreicht und der Benutzer kann die unterschiedlichen Anlagen in der Oberfläche identifizieren. Dieses Konzept ließe sich auch auf Entscheidungen verallgemeinern, die einer Auswahl aus nicht zu vielen (einigen wenigen) Möglichkeiten bedürfen. Beispielsweise könnte man fünf verschiedenen Modultechnologien, mit denen man plant, die Zahlenwerte Eins bis Fünf zuweisen.

Es kann eine Aufteilung eines Szenarios in Unterszenarien ("Unterfälle") erfolgen.

Gegeben ist ein Ursprungsszenario (in einer Farbe oder einem Kontrast). Der Benutzer nimmt das Szenario und lässt die Software das Szenario aufteilen in die Gruppen "PV-Anlage besitzt höchstens fünf Abstandsspalten" und "PV-Anlage besitzt mindestens sechs Abstandsspalten".

Dies könnte er z.B. dadurch erreichen, dass es in einer Funktion "Szenario aufteilen" die Möglichkeit gibt, mittels eines der Slider aus der graphischen Oberfläche im Bereich 35 einen Schwellenwert für eine Kennzahl (Anzahl Abstandsspalten) einzustellen, so dass ein gewähltes Szenario in die Fälle "Kennzahl höchstens gleich dem Schwellwert" und "Kennzahl größer als der Schwellenwert" aufgeteilt wird. Im konkreten Fall würde man den Schwellenwert für die Anzahl der Abstandsspalten auf den Wert 5 setzen.

Figur 11 zeigt ein schematisches Ablaufdiagramm eines Ausführungsbeispiels eines Verfahrens zur Schaffung eines physikalischen Layouts einer Photovoltaikanlage auf einem spezifizierten Gebiet.

In Schritt 1101 werden mehr als 20 vorberechnete, fertige Layouts für die Photovoltaikanlage aus einem Speicher 30 ausgelesen.

In Schritt 1102 werden die fertigen Layouts in einer grafischen Darstellung derart dargestellt, dass jedes der fertigen Layouts mit zumindest einer Teilmenge der Vielzahl der technischen Eigenschaften repräsentiert ist.

In Schritt 1103 werden Wertebereiche der dargestellten technischen Eigenschaften verändert, um eine veränderte Anzahl von fertigen Layouts vergleichend darzustellen.

In Schritt 1104 wird ein hinsichtlich der dargestellten Eigenschaften optimiertes Layout aus der veränderten Anzahl von fertigen Layouts ausgewählt.

## Patentansprüche

1. Verfahren zur Schaffung eines physikalischen Layouts einer Photovoltaikanlage (100, 101, 102,...) auf einem spezifizierten Gebiet (100a), wobei die Photovoltaikanlage (100, 101, 102,...) durch eine Vielzahl technischer Eigenschaften spezifiziert ist, mit den Schritten:

Auslesen (1101) von mehr als 20 vorberechneten, fertigen Layouts für die Photovoltaikanlage (100, 101, 102,...) aus einem Speicher (30);

Darstellen (1102) der fertigen Layouts in einer grafischen Darstellung derart, dass jedes der fertigen Layouts mit zumindest einer Teilmenge der Vielzahl der technischen Eigenschaften repräsentiert ist;

Verändern (1103) von Wertebereichen der dargestellten technischen Eigenschaften, um eine veränderte Anzahl von fertigen Layouts vergleichend darzustellen; und

Auswählen (1104) eines hinsichtlich der dargestellten Eigenschaften optimierten Layouts aus der veränderten Anzahl von fertigen Layouts.

2. Verfahren nach Anspruch 1,

dadurch gekennzeichnet,

dass das Darstellen (1102) der fertigen Layouts mit der Teilmenge der Vielzahl der technischen Eigenschaften derart vorgenommen wird, dass mehrere technische Eigenschaftsskalen

(41,42,43) in einem Skalenbereich (35) der grafischen Darstellung gebildet werden, wobei auf jeder technischen Eigenschaftsskala die gleiche technische Eigenschaft der

fertigen Layouts aufgetragen wird, und dass in einem Koordinatenbereich (34a) der grafischen Darstellung jedes dargestellte fertige Layout durch eine Markierung

repräsentiert und über zumindest zwei der technischen Eigenschaften im Koordinatenbereich (34a) der grafischen Darstellung lokalisiert wird.

3. Verfahren nach Anspruch 1 oder 2,

dadurch gekennzeichnet,

dass die Vielzahl technischer Eigenschaften zumindest umfasst:  
eine erste Vielzahl ( $N_{100}$ ) nebeneinander und/oder hinter-  
einander aufgestellter Solartische ( $T_n$ ;  $n=1\dots N$ ), jeweils mit  
Solarzellen tragender Fläche (20), die elektrischen Gleich-

5 ström erzeugen;

eine zweite Vielzahl ( $M$ ) von DC-AC-Wandlern ( $I_m$ ;  $m=1\dots M$ ),  
denen der von den Solartischen ( $T_n$ ) erzeugte Gleichstrom über  
Kabel zugeführt wird, und

10 zumindest eine Trafostation ( $w$ ), der eine in der Spannung  
hochgesetzte Wechselspannung von den DC-AC-Wandlern ( $I_m$ ) über  
Leitungen zugeführt wird.

4. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 - 3,  
dadurch gekennzeichnet,

15 dass die Vielzahl technischer Eigenschaften umfasst:

eine Anordnung aller Solartische ( $T_n$ ) auf dem spezifizier-  
ten Gebiet (100a);

eine Platzierung der DC-AC-Wandlern ( $I_m$ );

Bahnführungen von Kabeln und Leitungen; und

20 eine Lage der zumindest einen Trafostation ( $w$ ).

5. Verfahren nach Anspruch 4,  
dadurch gekennzeichnet,

dass die Vielzahl technischer Eigenschaften umfasst:

25 Gruppen von Solartischen, wobei jede Gruppe von Solarti-  
schen einem DC-AC-Wandler zugeordnet ist.

6. Verfahren nach Anspruch 5,  
dadurch gekennzeichnet,

30 dass jedem DC-AC-Wandler nicht mehr als eine Gruppe ( $G_1; G_2$ )  
der ersten Vielzahl ( $N_{100}$ ) von Solartischen ( $T_n$ ) zugeordnet  
wird.

7. Verfahren nach Anspruch 5 oder 6,

35 dadurch gekennzeichnet,

dass die zweite Vielzahl ( $M$ ) von DC-AC-Wandlern ( $I_m$ ) kleiner  
ist als die erste Vielzahl ( $N_{100}$ ) von Solartischen ( $T_n$ );

jedem DC-AC-Wandler ( $I_m$ ) jeweils von seiner zugeordneten Gruppe ( $G_m$ ;  $m=1 \dots M$ ) von Solartischen ( $T_n$ ) erzeugter elektrischer Gleichstrom über Kabel zugeführt wird, wobei jede Gruppe von Solartischen ( $T_n$ ) nicht mehr als die Hälfte der ersten Vielzahl von Solartischen ( $T_n$ ) enthält und/oder eine Nennleistung ( $P_m$ ) einer jeweiligen Gruppe ( $G_m$ ) von Solartischen ( $T_n$ ) zumindest der Hälfte einer Nennleistung des der Gruppe ( $G_m$ ) zugeordneten DC-AC-Wandlers ( $I_m$ ) entspricht; und

der zumindest einen Trafostation ( $w$ ) die in der Spannung hochgesetzte Wechselspannung zumindest einer ersten Gruppe von DC-AC-Wandlern ( $I_m$ ) über Leitungen zugeführt wird.

8. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 - 7,

dadurch gekennzeichnet,

dass die Photovoltaikanlage ( $100, 101, 102, \dots$ ) eine Nennleistung ( $P_{100}$ ) oberhalb von 2 MW aufweist.

9. Verfahren nach einem der Ansprüche 2 - 8,

dadurch gekennzeichnet,

dass zumindest auf einer technischen Eigenschaftsskala ( $41, 42, 43$ ) einseitig oder beidseitig eine Begrenzung einstellbar ist, um in dem Koordinatenbereich ( $34a$ ) nur noch die fertigen Layouts durch eine Markierung hervorgehoben zu repräsentieren, deren technischer Eigenschaftswert auf der begrenzten Eigenschaftsskala ( $41$ ) innerhalb der eingestellten Grenze ( $36'$ ,  $36''$ ) liegt.

10. Verfahren nach Anspruch 9,

dadurch gekennzeichnet,

dass zwei technische Eigenschaftsskalen ( $41, 42$ ) gemeinsam einseitig oder beidseitig mit einer jeweiligen Begrenzung einstellbar sind.

11. Verfahren nach einem der Ansprüche 9 oder 10,

dadurch gekennzeichnet,

dass die einseitige oder beidseitige Begrenzung (36', 36") wieder aufgehoben wird, um die mehr als 20 fertigen Layouts im Koordinatenbereich (34a) erneut einheitlich darzustellen.

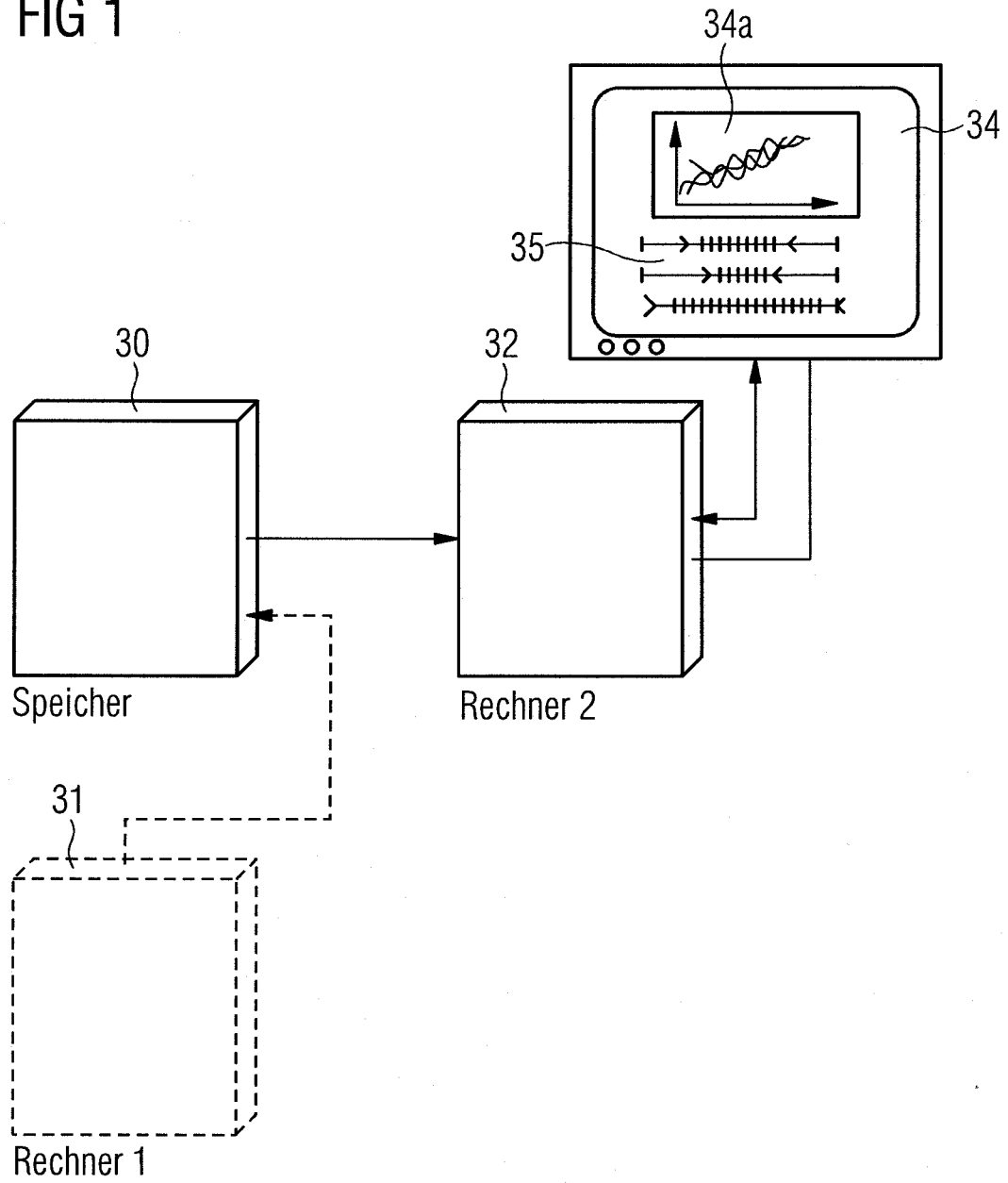
5 12. Verfahren nach einem der Ansprüche 2 - 11,  
dadurch gekennzeichnet,  
dass zwei grundsätzlich andere Arten von fertigen Layouts in  
dem Koordinatenbereich (34a) durch eine jeweils andere  
Markierung (A, B) repräsentiert werden und über zumindest zwei  
10 der technischen Eigenschaften, jede entlang einer  
Koordinatenachse, lokalisiert sind, um die beiden Arten von  
fertigen Layouts über die beiden technischen Eigenschaften auf  
den Koordinatenachsen vergleichen zu können.

15 13. Verfahren nach Anspruch 12,  
dadurch gekennzeichnet,  
dass eine grundsätzliche Art eine robustere, beim Aufbau  
weniger störanfällige Anordnung der Tische ( $T_n$ ) hat, und die  
andere Art eine auf Baufehler empfindlichere, unregelmäßige  
20 Anordnung der Tische ( $T_n$ ) hat.

14. Verfahren nach einem der Ansprüche 3 - 13,  
dadurch gekennzeichnet,  
dass je ein DC-AC-Wandler je nur einem Solartisch ( $T_1$ )  
25 zugeordnet wird.

15. Verfahren nach einem der Ansprüche 3 - 14,  
dadurch gekennzeichnet,  
dass die zweite Vielzahl kleiner ist als 50% der ersten  
30 Vielzahl, insbesondere kleiner als 10 %.

FIG 1



2/16

FIG 1.1

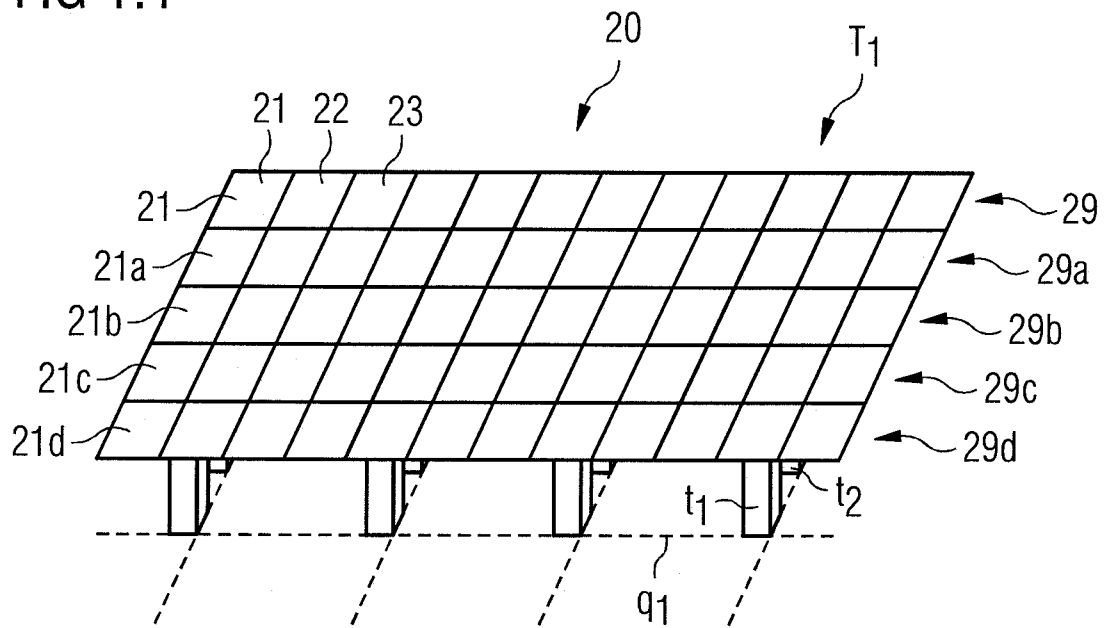


FIG 1.2

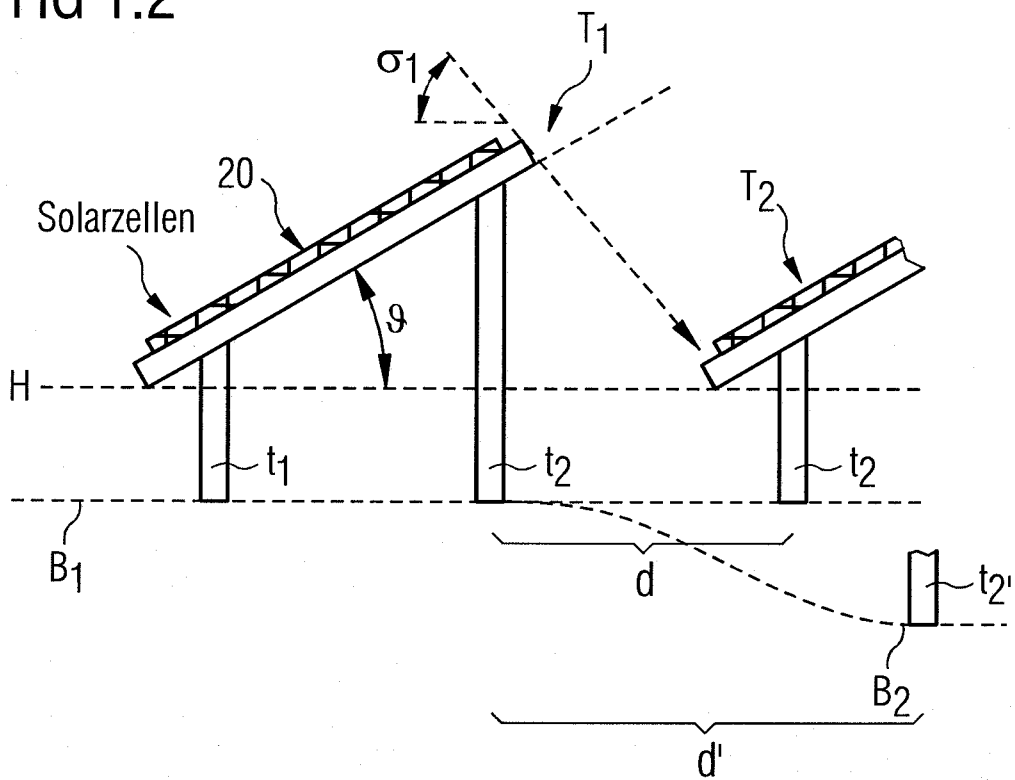


FIG 2

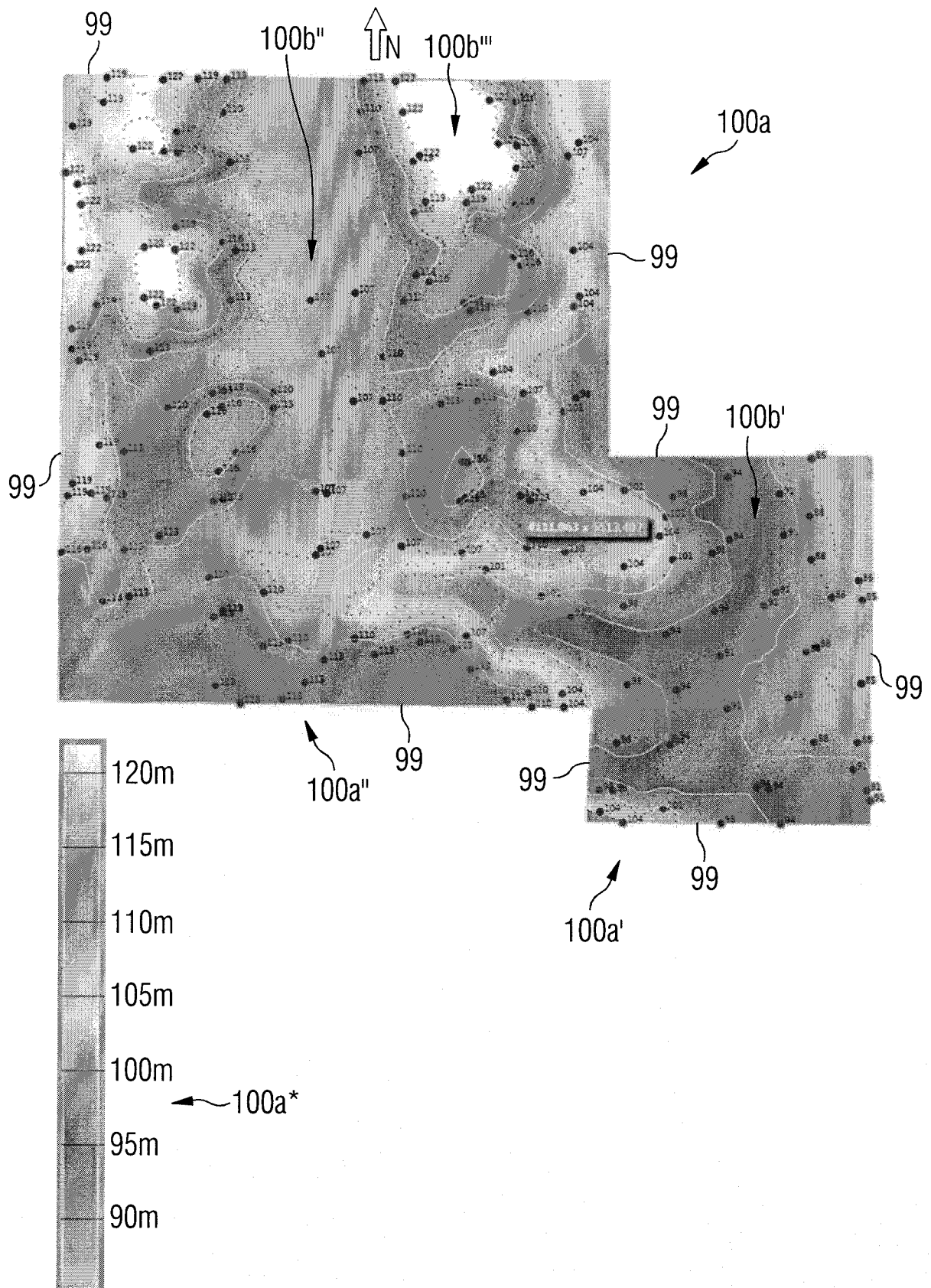
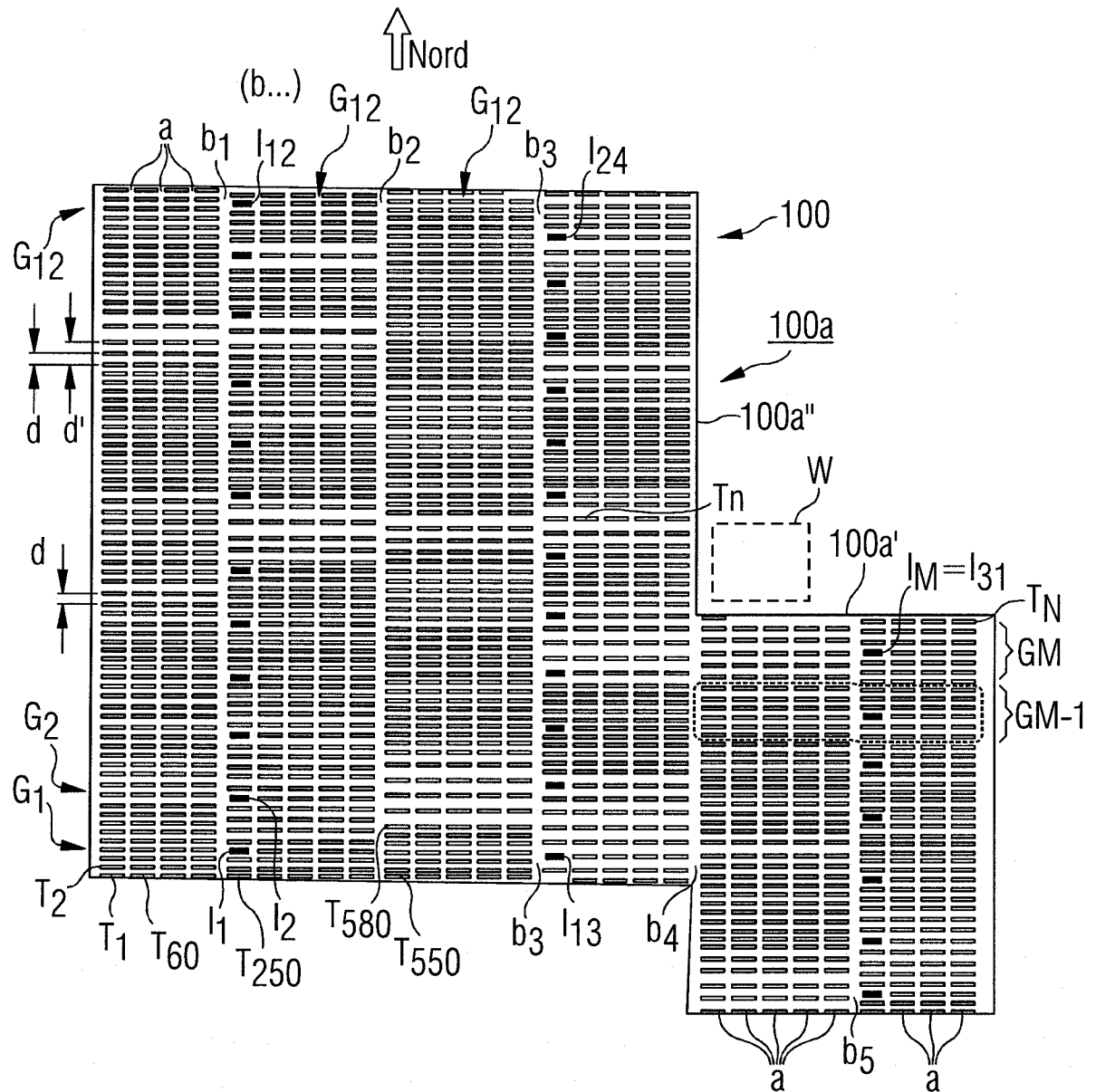


FIG 2.1



5/16

FIG 2.2

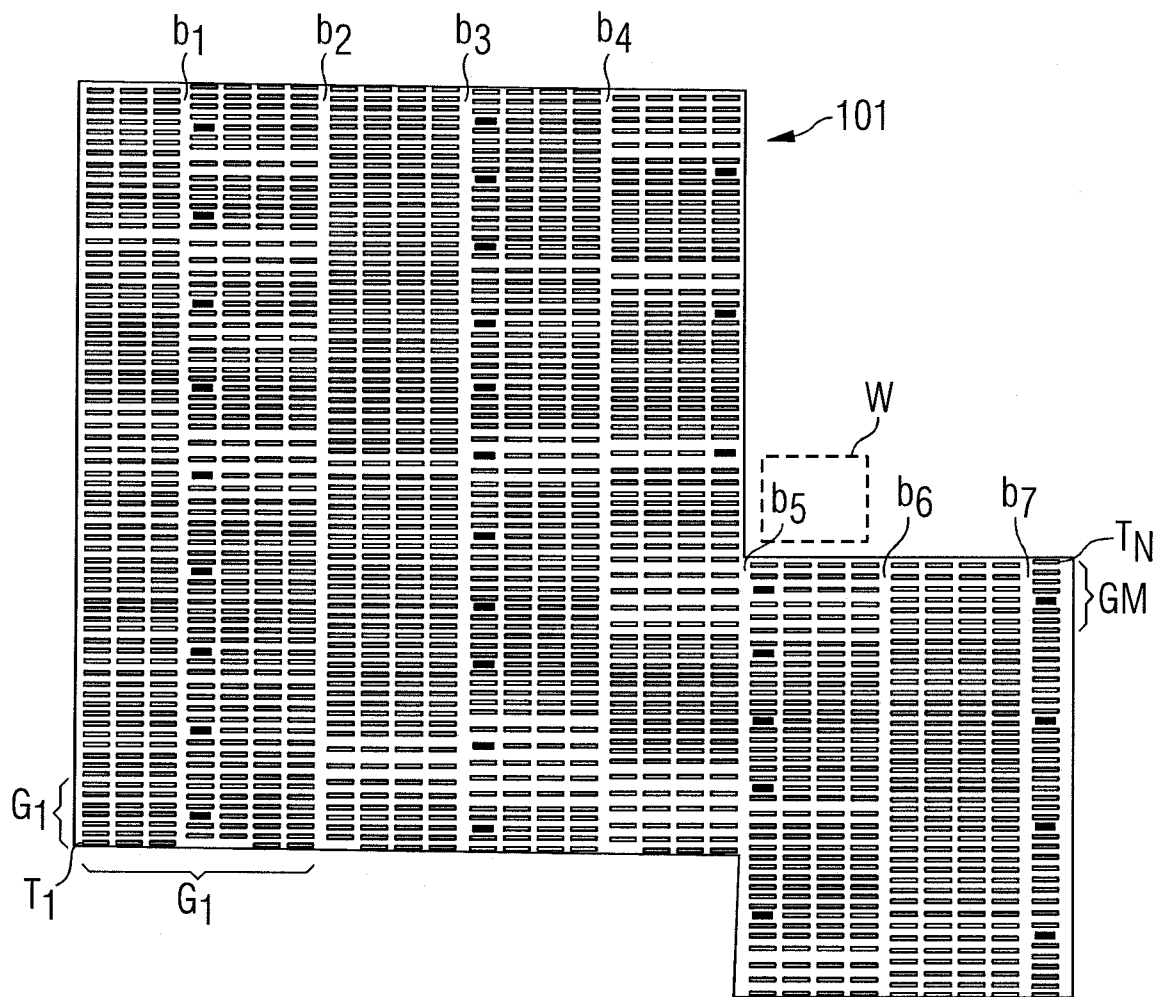
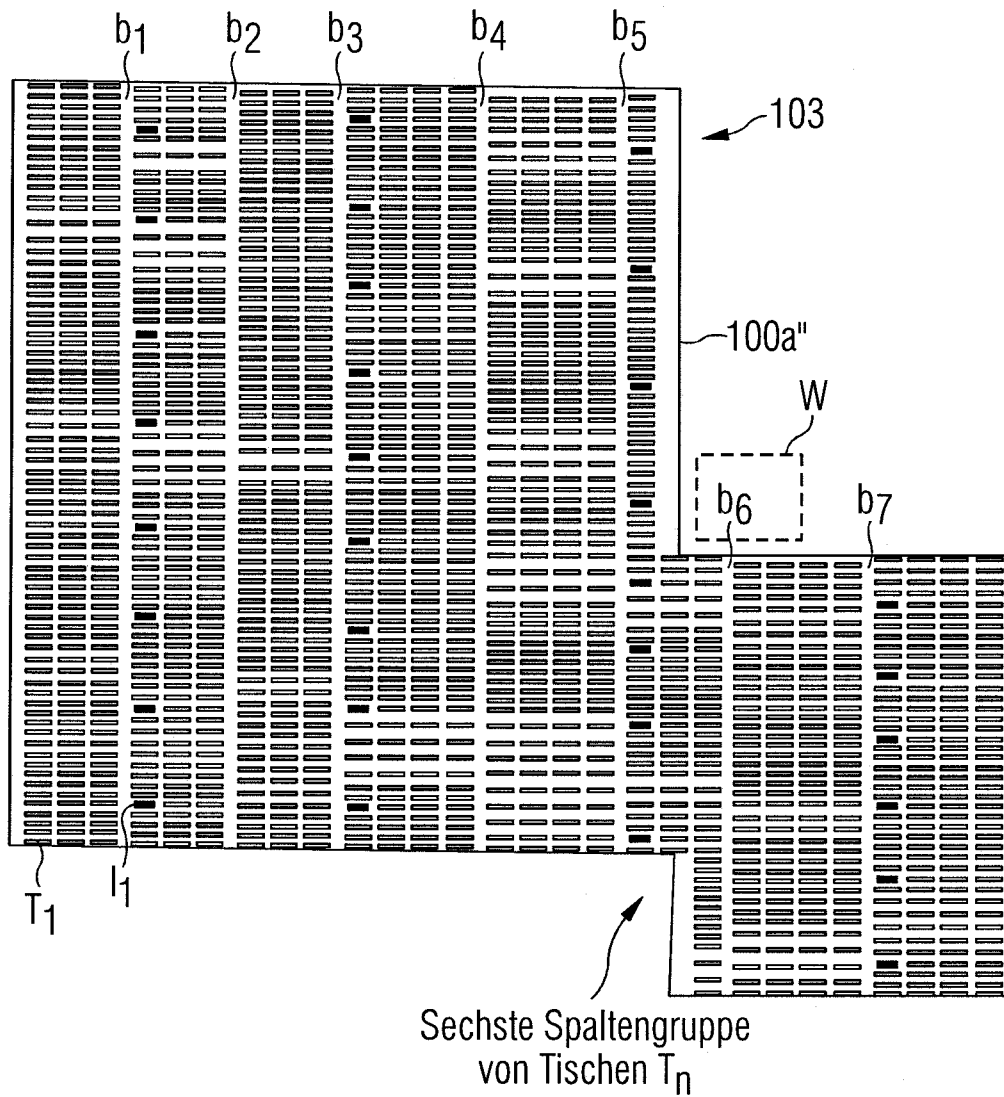


**FIG 2.3**



7/16

FIG 2.4

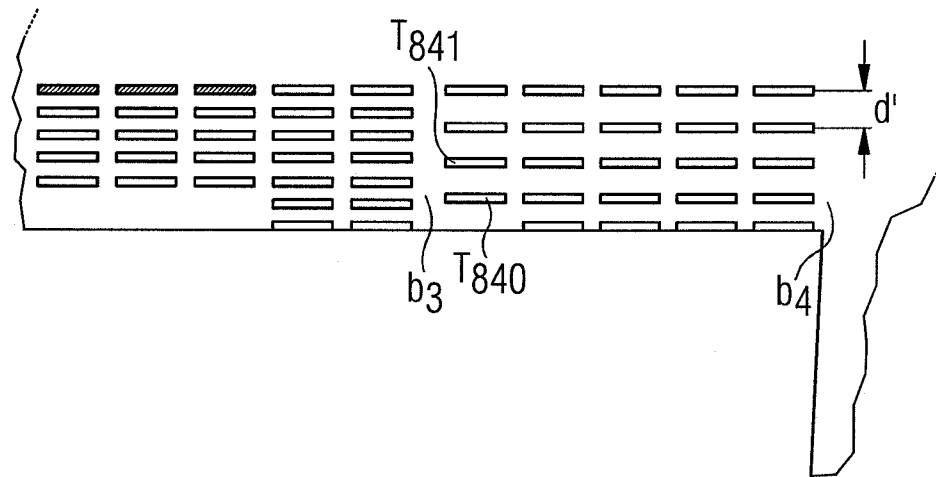
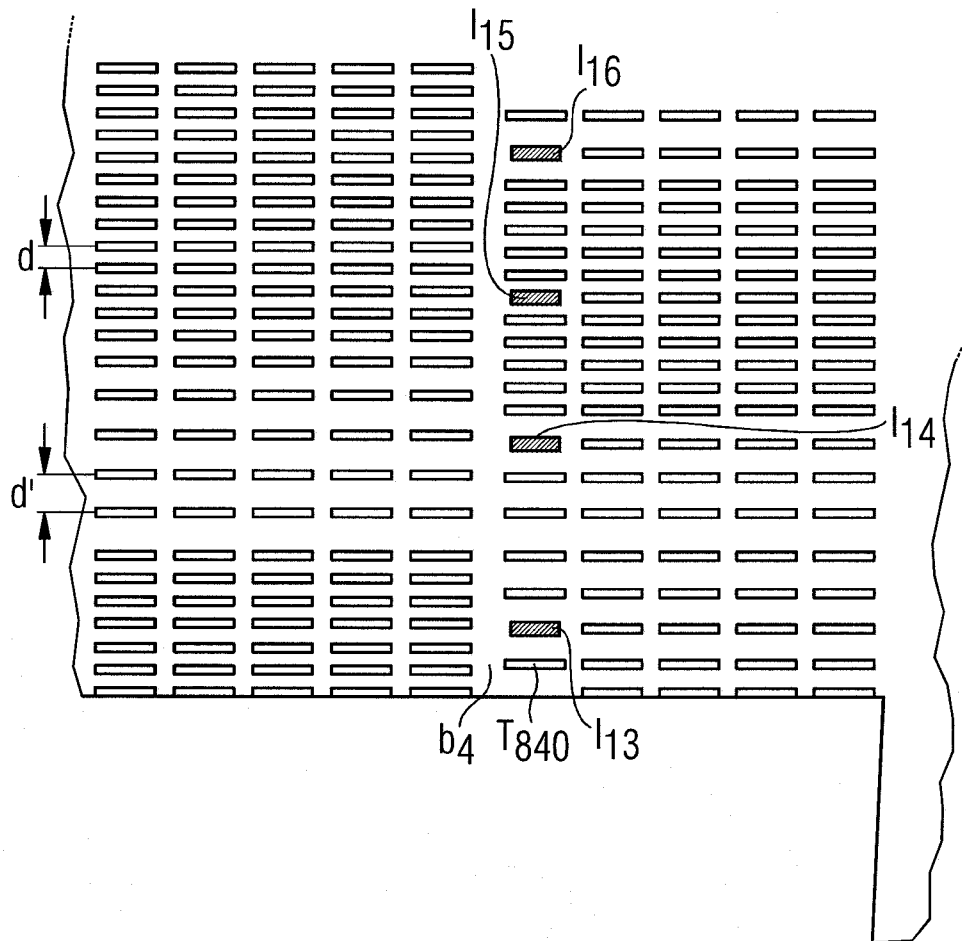
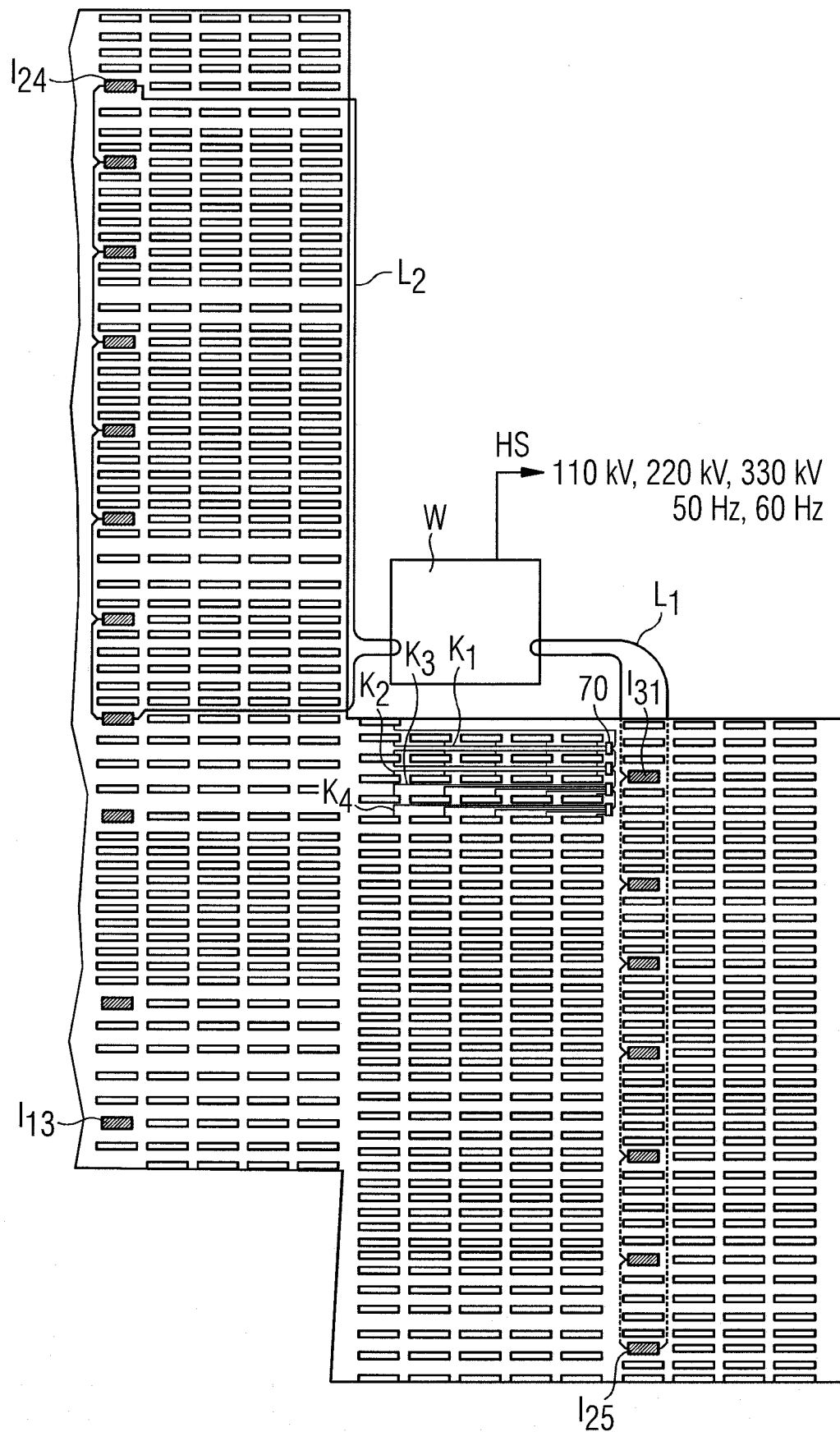


FIG 2.5



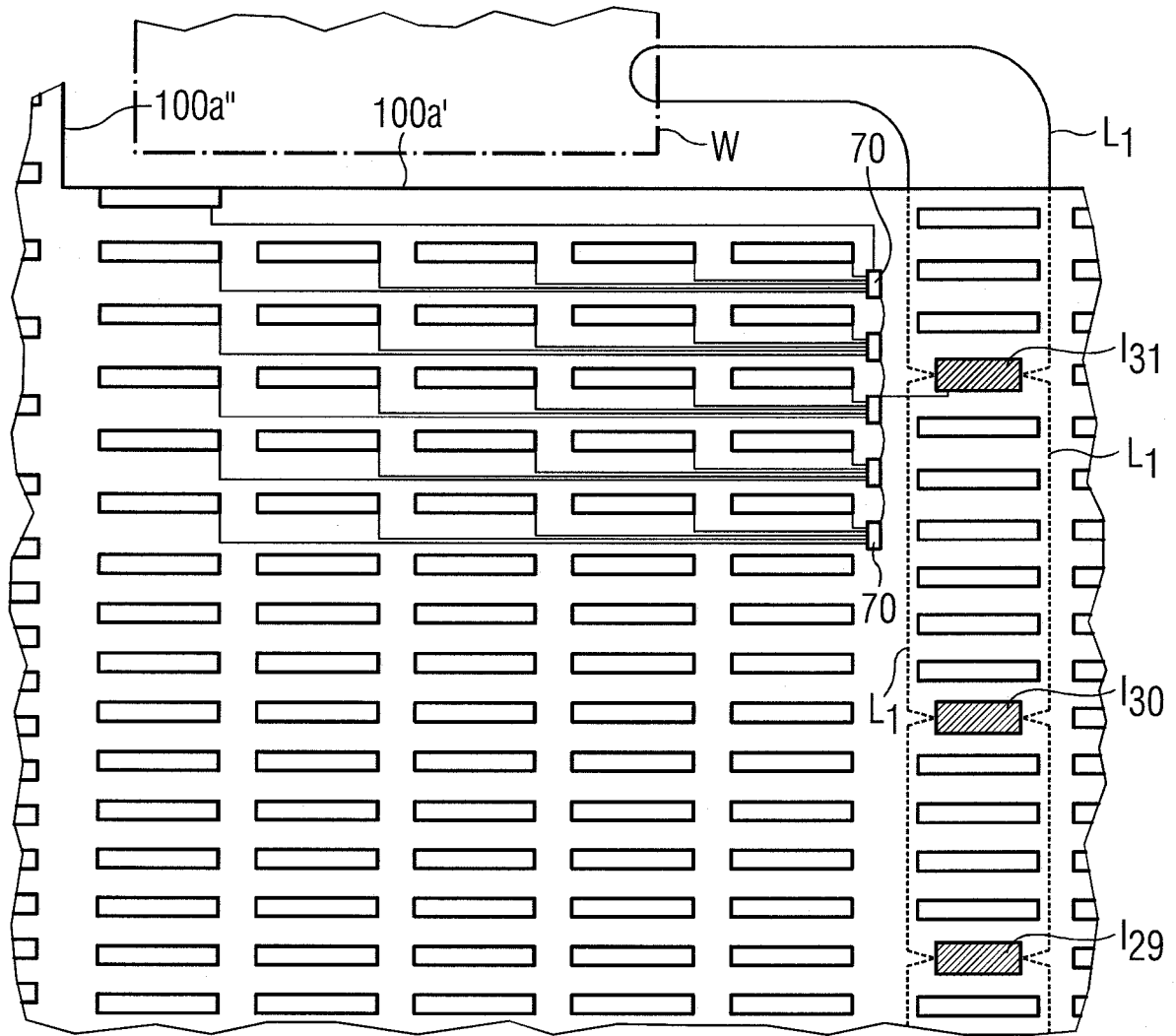
8/16

FIG 2.6



9/16

FIG 2.7



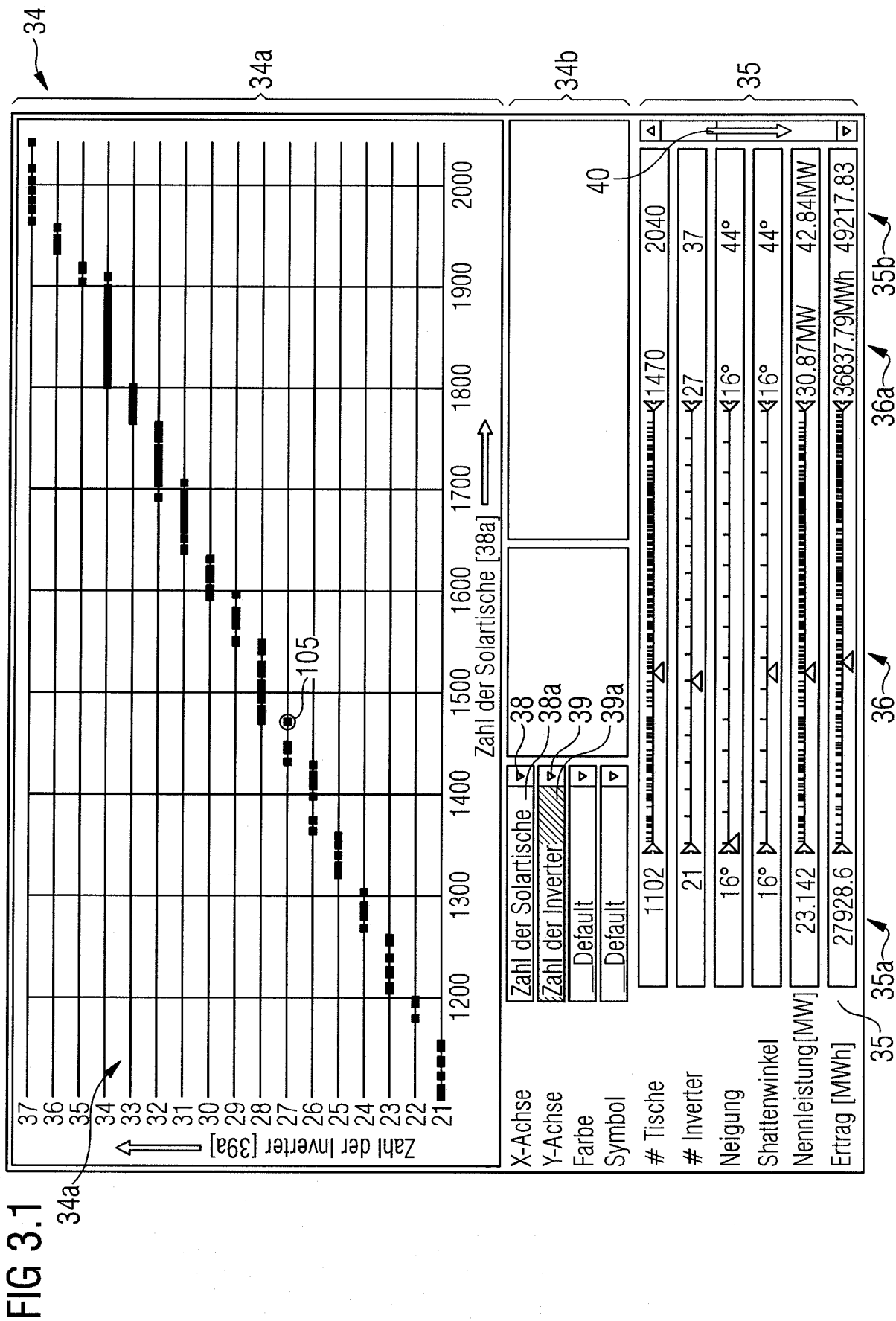


**FIG 3.2**

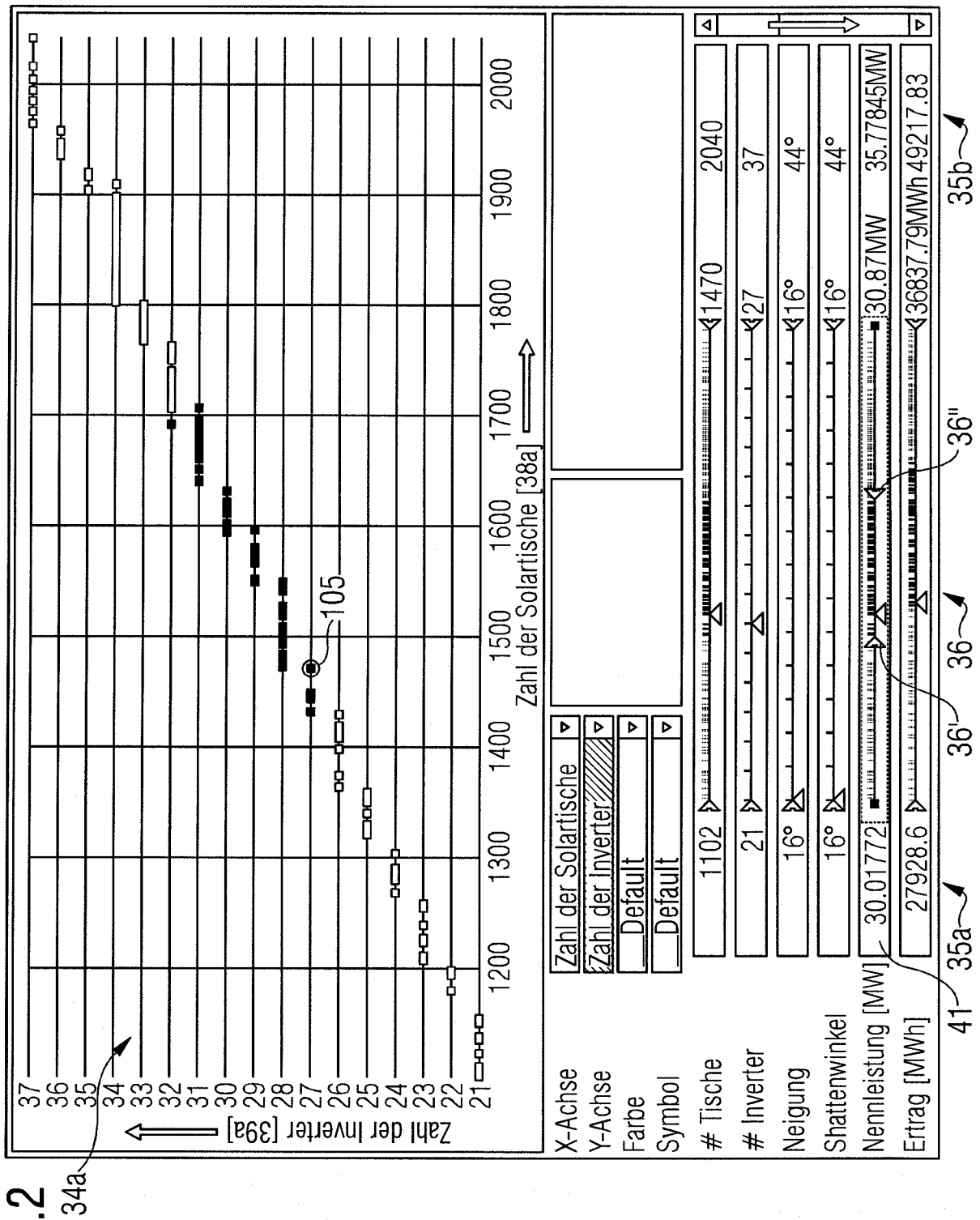


**FIG 3.3**

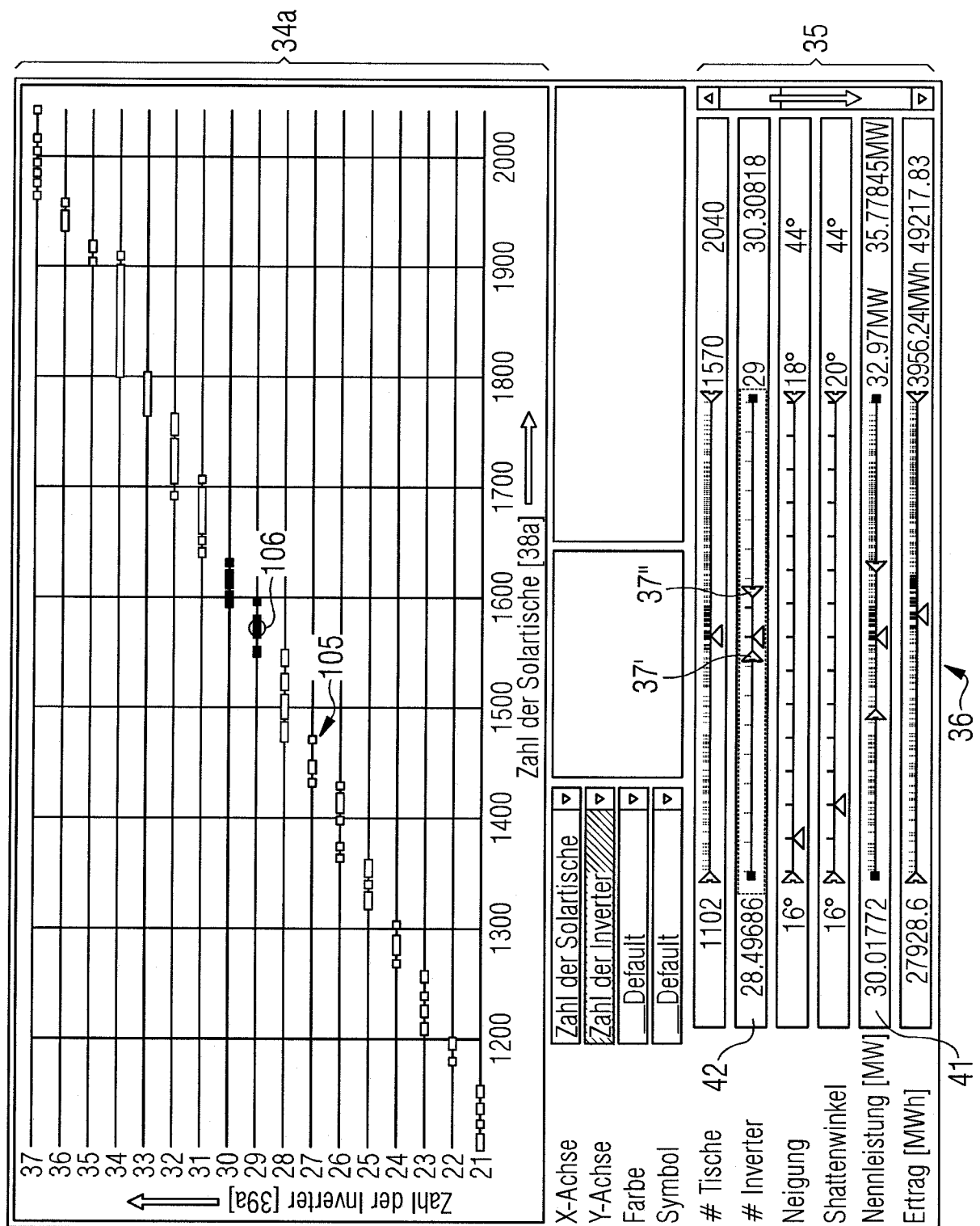
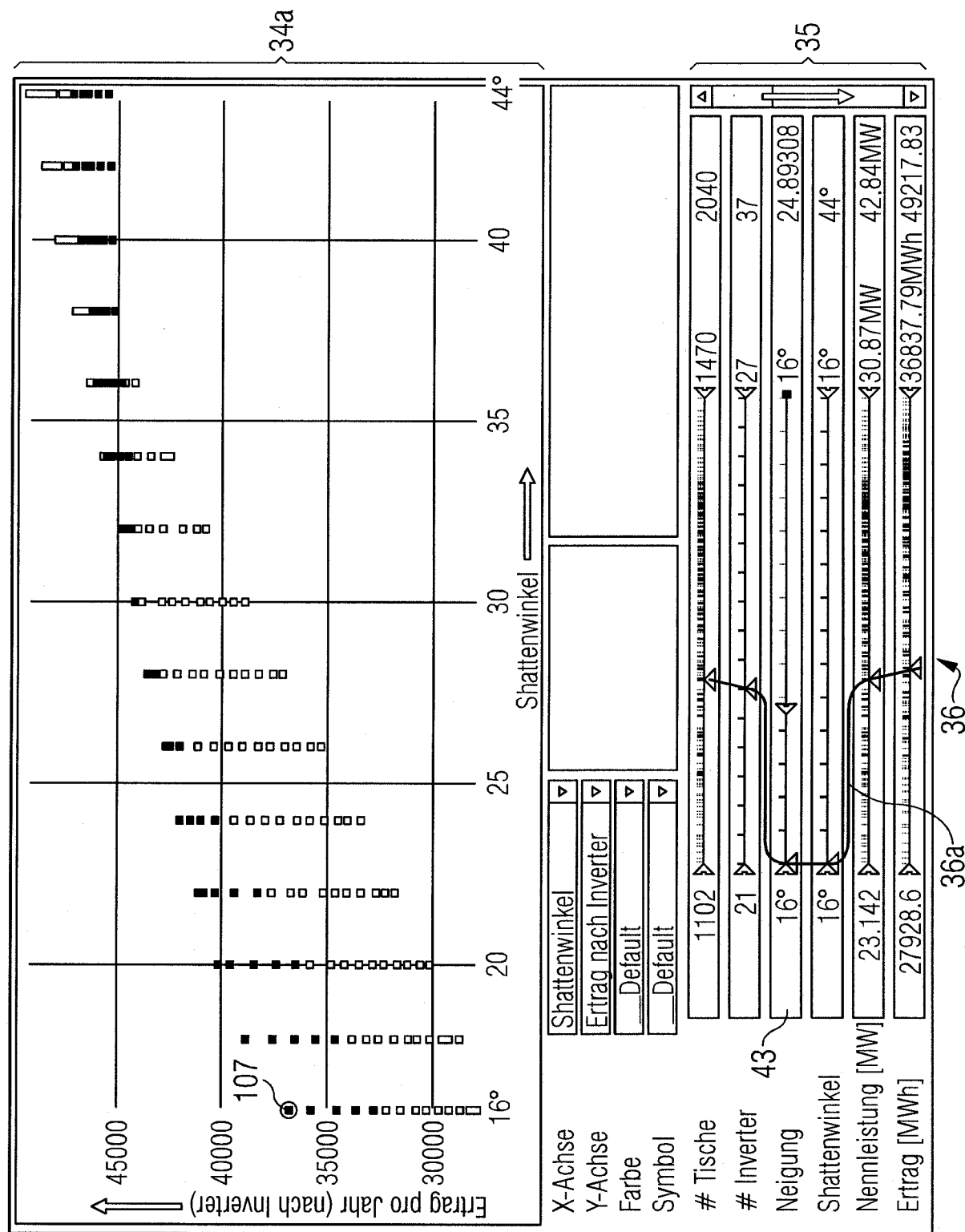


FIG 3.4



14/16

FIG 4.1

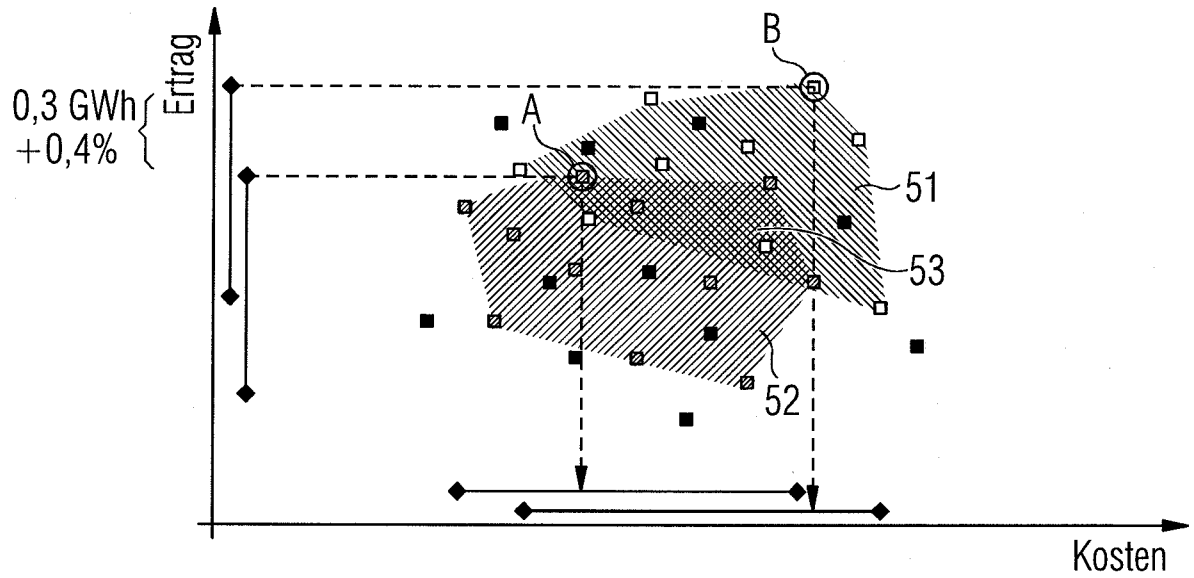
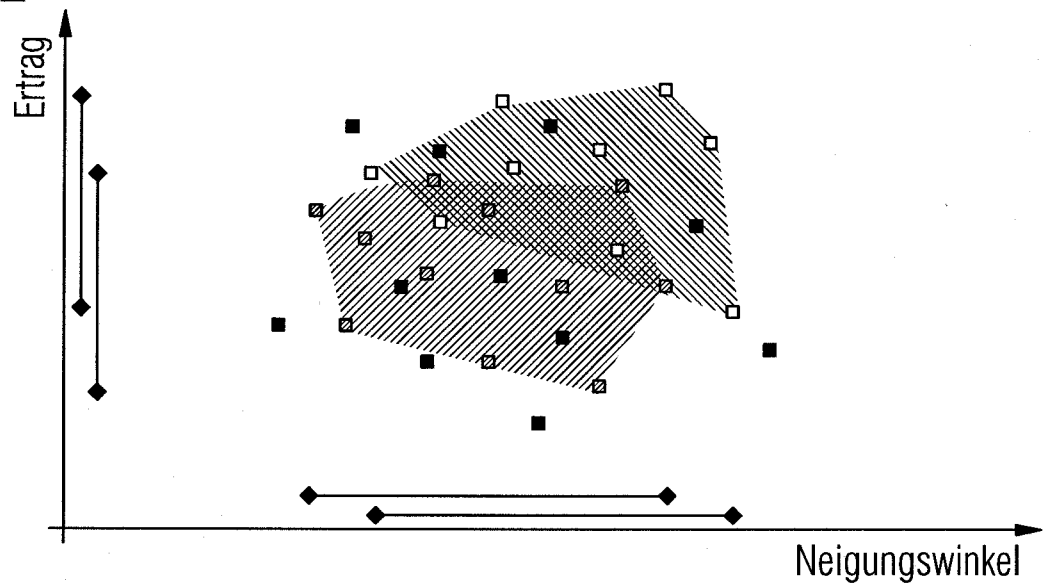


FIG 4.2



15/16

FIG 5

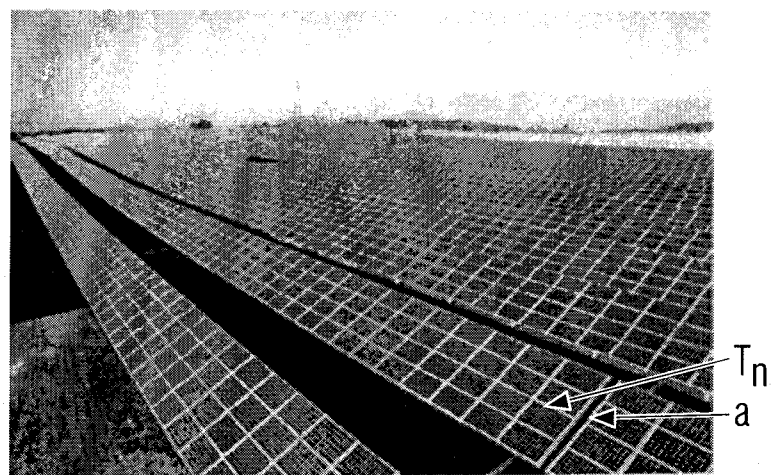
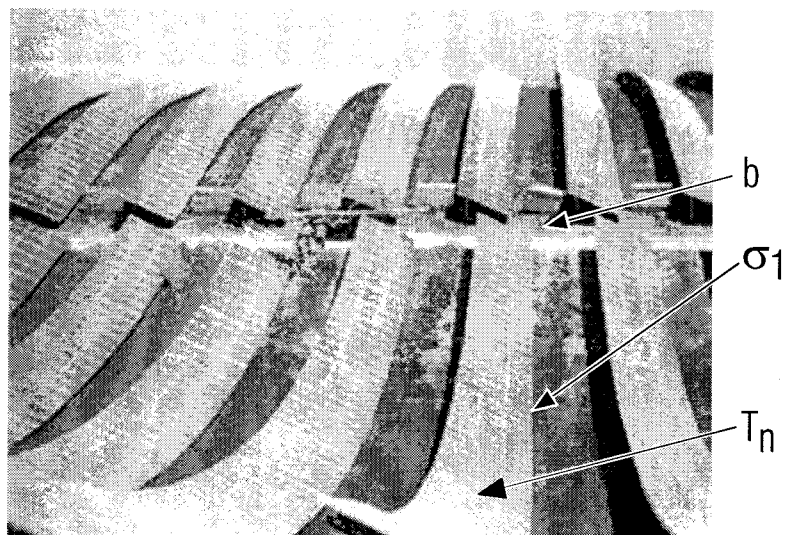
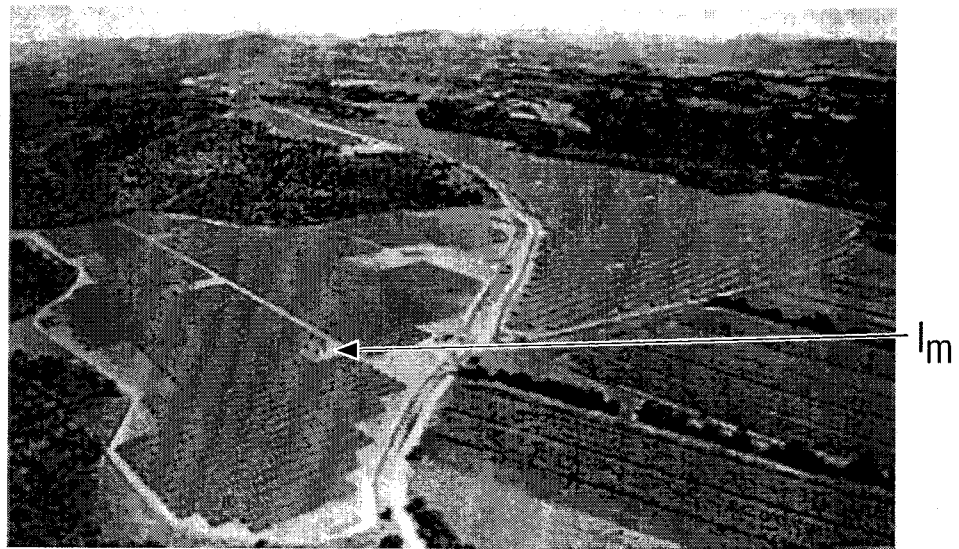


FIG 11

