

Ingenieurbüro Eva Jenennchen

JERA

Jenennchen - Energie : Regenerative / Alternative

Blendanalyse PV-Kraftwerk Lübz Freilandanlage

Auftraggeber:

Julia Schernus
Solarfaktor GmbH
Strandstraße 4
17192 Waren (Müritz)

Ilmenau, 11.07.2018

Version Nr.: 1.0

Gutachtennummer: BAL-K094-18025-V11

Auftragnehmer:

Ingenieurbüro JERA
Pfaffenholz11
98693 Ilmenau

Dipl.-Ing. Eva Jenennchen
(Bearbeiter und Teamleitung)

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Inhaltsverzeichnis	1
1. Beauftragung	2
2. Grundlagen.....	3
3. Rahmenbedingungen am Standort	4
4. Fazit	5
5. mögliche Immissionsorte	6
6. Situation am Anlagenstandort – Berechnung der Lichttechnik	7
a) L17	7
b) Bahnlinie	8
c) Nächststehende Wohnhaus	9
7. Gewährleistung.....	10
8. Tabellenverzeichnis	10
9. Abbildungsverzeichnis	10

1. Beauftragung



Abbildung 1: Satellitenbild mit Modulbelegungsplan des Anlagenstandortes

[Quelle: Google Earth]

Auftraggeber:	Solarfaktor GmbH
Auftragsdatum:	27.06.2018
Anlagentyp:	Freilandanlage
Standort:	Lübz (53°29' nördliche Breite; 12°02' östliche Länge; 59 ü. NN.)

Tabelle 1: Beauftragung

Dem Auftragnehmer standen die erforderlichen Unterlagen in Form des Modulbelegungsplanes zur Verfügung.

Zur Beurteilung der Blendwirkung als Immission bezieht sich dieses Gutachten auf die LAI (Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen, vom 13.09.2012).

2. Grundlagen

Die physikalischen Grundlagen einer Blendung liegen in der Optik. Die Ursache ist die Reflektion von Strahlung an einer glatten Oberfläche. Die Oberfläche eines PV-Moduls besteht aus gehärtetem Glas, dies ist eine glatte Oberfläche welche eine Reflektion von einfallender Strahlung verursacht.

Das Reflexionsgesetz besagt, dass der Ausfallswinkel (auch Reflexionswinkel) genau so groß wie der Einfallswinkel ist, $\alpha = \beta$, und beide mit dem Lot in einer Ebene, der Einfallsebene, liegen.

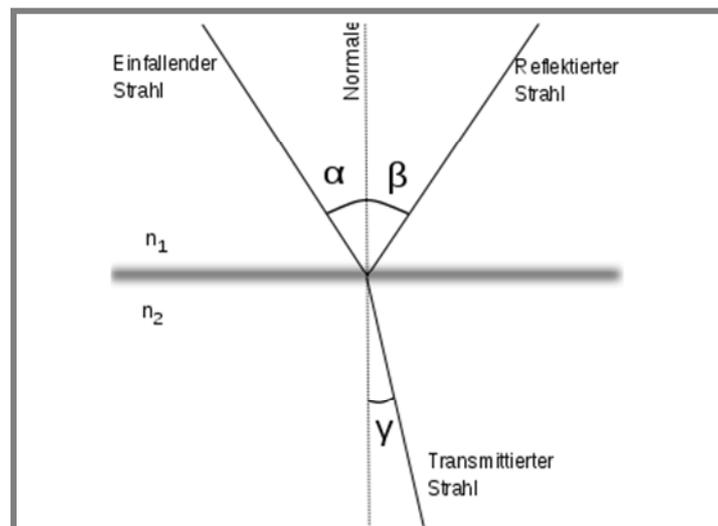


Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz

[Quelle: Tim Hellwig, Wikipedia]

Mathematische Berechnungsmethode

Zur Berechnung der Reflektion im Dreidimensionalen Raum kommen die mathematischen Grundlagen der Vektorberechnung zum Einsatz.

Das Koordinatensystem wird als kartesisches Koordinatensystem mit x-, y- und z-Achse angenommen. Der Sonneneinfallstrahl wird als Vektor \mathbf{S} dargestellt, die Modulebene als M. Auf der Modulebene M wird ein Hilfsvektor \mathbf{h} eingeführt, welcher durch den Koordinatenursprung verläuft, senkrecht zu \mathbf{S} steht und Element von M ist. \mathbf{h} und der Normalenvektor von M spannen eine Ebene auf. Diese Ebene ist die Spiegelungsebene SE zum Sonneneinfallvektor \mathbf{S} und steht in Abhängigkeit der Sonnenneigung, des Sonnenazimuts und der Modulneigung.

Es wird ein beliebiger Punkt (A) auf \mathbf{S} gewählt und dieser an SE gespiegelt – es folgt A'. Der Koordinatenursprung und A' beschreiben den Spiegelungsvektor \mathbf{S}' . Mit diesem Vektor lassen sich der Ausfallswinkel der Spiegelung als Azimut und Neigung ablesen.

3. Rahmenbedingungen am Standort

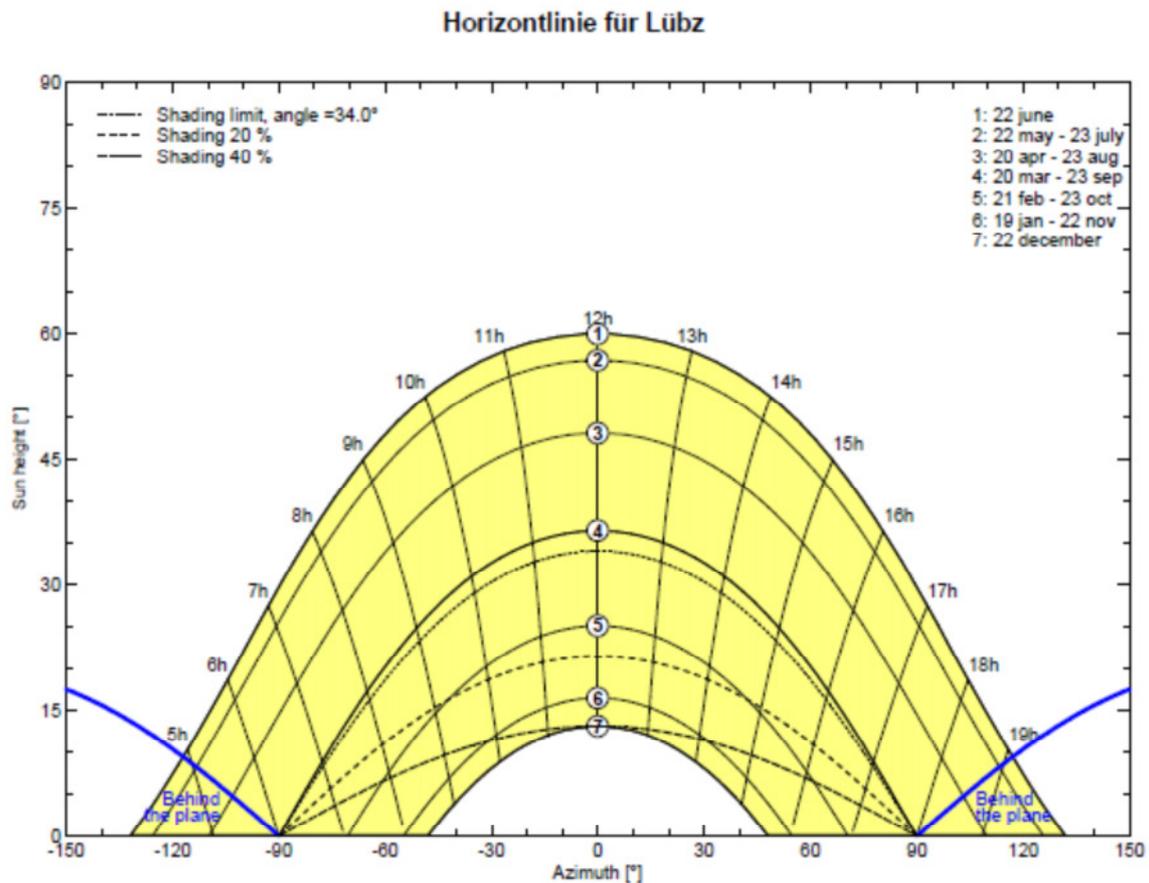


Abbildung 3: Sonnenlaufbahn mit Horizontlinie am Anlagenstandort

Abbildung 3 zeigt die Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort. Aus diesem Diagramm lässt sich der jeweilige Einfallswinkel der Sonne auf die Horizontale Ebene auslesen. Am Anlagenstandort ist demnach ein Sonnenhöchststand von ca. 60° möglich.

4. Fazit

Eine Blendung wird an einer reflektierenden Oberfläche verursacht. Die verwendeten Module sind mit reflexionsarmen Solar-Sicherheitsglas ausgestattet.

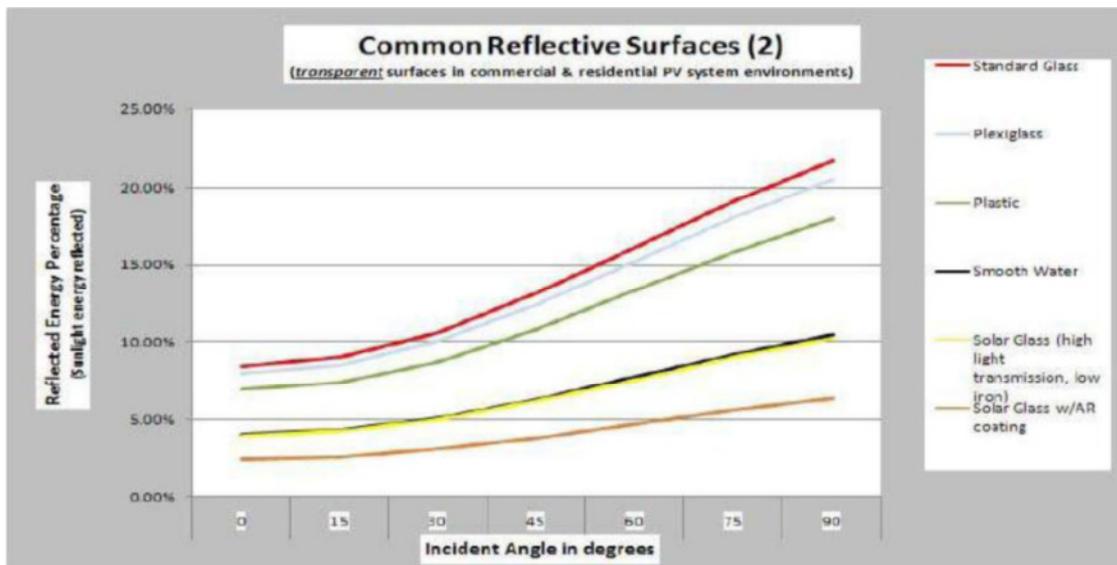


Abbildung 4: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung /
Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication -
Luftfahrthandbuch AIP VFR.

Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass nasse PV-Oberflächen deutlich veränderte Reflexionseigenschaften aufweisen. Allerdings führt die Neigung der Oberfläche der Module zu einem raschen Abfließen des Wassers, so dass nach einem Regenereignis keine erhebliche Beeinträchtigung zu erwarten ist. Die Entwicklung bei Solarmodulen zielte in der Vergangenheit unter anderem auf eine weitestgehende Minimierung der Strahlungsverluste durch Reflexionen ab. Hierzu sind Solarmodule nach dem Stand der Technik (wie das hier verwendete Modul) mit Antireflexausrüstungen durch Oberflächenstrukturierungen (mikrotexturierte Oberflächen) und weitere Entspiegelungstechniken ausgestattet. Die Reflexionen werden dabei weitestgehend minimiert. Diese Konstruktion führt zu einer erheblichen Aufweitung des reflektierten Strahls. Fokussierte, gebündelte Blendstrahlen können hierdurch nicht entstehen, es kommt allenfalls zu einem flächenhaften Lichteindruck, ähnlich Gewässerflächen. [Quelle: Dr.-Ing. Frank Dröscher, Beurteilung der möglichen Blendwirkung eines Solarparks und dessen thermischen Effekte am Verkehrslandeplatz Eberswalde-Finow].

5. mögliche Immissionsorte

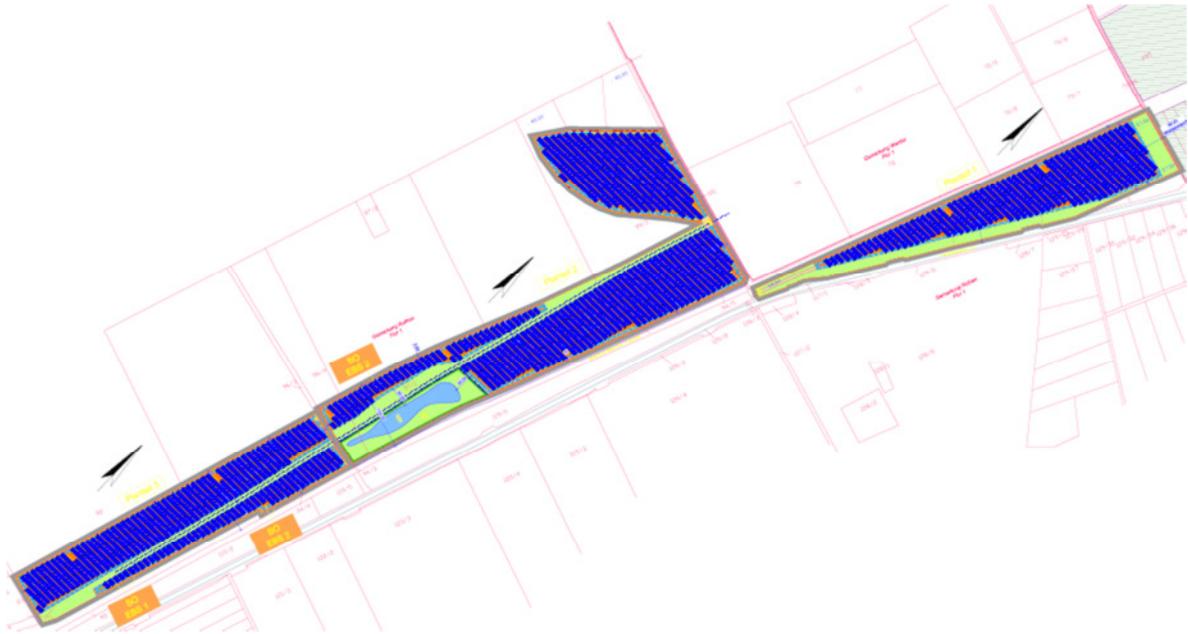


Abbildung 5: Modulbelegungsplan

Die direkt östlich gelegene Landstraße L17 und die durchgehende Bahnlinie können als möglicher Immissionsort benannt werden. Südöstlich der geplanten PVA befindet sich ein Wohngebiet, dies kann ebenfalls als möglicher Immissionsort benannt werden. Das am nächsten zur PVA gelegene Wohnhaus ist 60 m entfernt. Die minimale Entfernung der Fahrbahn zum PV-Modul beträgt 20m (Planteil1- laut Modulbelegungsplan), die minimale Entfernung zur Bahnlinie beträgt 10m.

6. Situation am Anlagenstandort – Berechnung der Lichttechnik

a) L17

Eine Berechnung der resultierenden Leuchtdichte des Solarmoduls auf einen Betrachter (L17) am Anlagenstandort Lüz ist wie folgt möglich:

Leuchtdichte der Sonne – zwischen Sonne am Horizont und Mittagssonne

$$6 \times 10^6 \left[\frac{cd}{m^2} \right] < L_S < 1,5 \times 10^9 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Minimaler Abstand Modul zu Betrachter bei möglicher Blendung

$$r = 20 \text{ [m]}$$

Am Anlagenstandort wird ein Sonnenhöchststand von 60° erreicht. Somit wird die max. Leuchtdichte der Sonne zum Zeitpunkt der Blendung auf den Mittelwert zwischen Leuchtdichte der Sonne am Horizont und der Mittagssonne gesetzt und resultiert zu:

$$L_S = 7,5 \times 10^8 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Nach Abbildung 4 resultiert für die Oberfläche des Solarmoduls eine Reflexionsrate von 7 %. Die abstrahlende Lichtstärke des Moduls folgt dann zu:

$$I_M = 52,5 \times 10^6 \text{ [cd]} < 5,3 \times 10^7 \text{ [cd]}$$

Durch die Antireflexbeschichtung des Moduls tritt keine optimal spiegelnde Reflexion auf, sondern eine diffuse. Diese diffuse Reflexion wird auch Lambertreflexion genannt. Die Blendquelle erscheint also als Lambertstrahler. Aus dieser Annahme folgt:

Die Leuchtdichte des Moduls beim Betrachter am minimal entfernten Punkt von Betrachter zu Modul folgt zu:

$$L_B = \frac{I_M}{A} = \frac{I_M}{2\pi r^2} = \frac{5,3 \times 10^7}{2,5 \times 10^3} \left[\frac{cd}{m^2} \right] \cong 2,1 \times 10^4 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

wobei A die Fläche der Halbkugel aufgespannt bei r (minimale Entfernung des Betrachters) ist.

Dies ist eine Aufhellung im Vergleich zur vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte (zwischen $10^2 < L_U < 10^3$).

$$L_B = 2,1 \times 10^4 \left[\frac{cd}{m^2} \right] \ll L_A = 1,0 \times 10^5 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Die Leuchtdichte der Solarmodule beim Betrachter ist signifikant kleiner als die Leuchtdichte, die bei der Absolutblendung auftreten kann.

b) Bahnlinie

Eine Berechnung der resultierenden Leuchtdichte des Solarmoduls auf einen Betrachter (Bahnlinie) am Anlagenstandort Lübz ist wie folgt möglich:

Leuchtdichte der Sonne – zwischen Sonne am Horizont und Mittagssonne

$$6 \times 10^6 \left[\frac{cd}{m^2} \right] < L_S < 1,5 \times 10^9 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Minimaler Abstand Modul zu Betrachter bei möglicher Blendung

$$r = 10 \text{ [m]}$$

Am Anlagenstandort wird ein Sonnenhöchststand von 60° erreicht. Somit wird die max. Leuchtdichte der Sonne zum Zeitpunkt der Blendung auf den Mittelwert zwischen Leuchtdichte der Sonne am Horizont und der Mittagssonne gesetzt und resultiert zu:

$$L_S = 7,5 \times 10^8 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Nach Abbildung 4 resultiert für die Oberfläche des Solarmoduls eine Reflexionsrate von 7 %. Die abstrahlende Lichtstärke des Moduls folgt dann zu:

$$I_M = 52,5 \times 10^6 \text{ [cd]} < 5,3 \times 10^7 \text{ [cd]}$$

Durch die Antireflexbeschichtung des Moduls tritt keine optimal spiegelnde Reflexion auf, sondern eine diffuse. Diese diffuse Reflexion wird auch Lambertreflexion genannt. Die Blendquelle erscheint also als Lambertstrahler. Aus dieser Annahme folgt:

Die Leuchtdichte des Moduls beim Betrachter am minimal entfernten Punkt von Betrachter zu Modul folgt zu:

$$L_B = \frac{I_M}{A} = \frac{I_M}{2\pi r^2} = \frac{5,3 \times 10^7 \left[\frac{cd}{m^2} \right]}{6,3 \times 10^2} \cong 8,4 \times 10^4 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

wobei A die Fläche der Halbkugel aufgespannt bei r (minimale Entfernung des Betrachters) ist.

Dies ist eine relativ starke Aufhellung im Vergleich zur vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte (zwischen $10^2 < L_U < 10^3$).

$$L_B = 8,4 \times 10^4 \left[\frac{cd}{m^2} \right] \ll L_A = 1,0 \times 10^5 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Die Leuchtdichte der Solarmodule beim Betrachter (Bahnlinie) ist kleiner als die Leuchtdichte, die bei der Absolutblendung auftreten kann.

Somit ist die physiologische Blendung für beide Immissionsorte ausgeschlossen. Die LAI unterscheidet zwischen physiologischer und psychologischer Blendung. Die psychologische Blendung beschreibt die Belästigung der Immission durch Ablenkung. Für die psychologische Blendung gelten in besonders schutzwürdigen Räumen zeitlich begrenzte Schwellwerte. **Weder eine Bahnlinie noch eine Landstraße gelten als besonders schützenswerte Räume.**

c) Nächststehende Wohnhaus

Zur Festlegung der Stärke der Beurteilung der psychologischen Blendung wird das Blendmaß k berechnet. Das nächststehende Wohnhaus zur PVA hat eine minimale Entfernung von $r=60\text{m}$. Die Leuchtdichte errechnet sich demnach zu:

$$L_B = \frac{I_M}{A} = \frac{I_M}{2\pi r^2} = \frac{5,3 \times 10^7}{2,3 \times 10^4} \left[\frac{\text{cd}}{\text{m}^2} \right] \cong 2,3 \times 10^3 \left[\frac{\text{cd}}{\text{m}^2} \right]$$

Das Blendmaß k berechnet sich wie folgt:

$$k = 0,1 \times \frac{L_B}{\sqrt{L_U}}$$

Im vorliegenden Fall ist das Blendmaß

$$k = 0,1 \times \frac{2,3 \times 10^3}{\sqrt{10^2}} = 23$$

Das Blendmaß k hat nach Gebietsart gegliederte Schwellwerte nach folgender Tabelle:

	Immissionsort (Einwirkungsort) (Gebietsart nach § BauNVO) [2]	Immissionsrichtwert k für Blendung		
		6 h bis 20 h	20 h bis 22 h	22 h bis 6 h
1	Kurgebiete, Krankenhäuser, Pflegeanstalten (§ 3) ¹⁾	32	32	32
2	reine Wohngebiete allgemeine Wohngebiete (§ 4) besondere Wohngebiete (§ 4a) Kleinsiedlungsgebiete (§ 2) Erholungsgebiete (§ 10)	96	64	32
3	Dorfgebiete (§ 5) Mischgebiete (§ 6)	160	160	32
4	Kerngebiete (§ 7) ²⁾ Ge- werbegebiete (§ 8) In- dustriegebiete (§ 9)	-	-	160

Tabelle 2: Immissionsrichtwert k zur Festlegung der maximal zulässigen Blendung durch technische Lichtquellen

Das Blendmaß k unterschreitet die Schwellwerte aller Gebietsarten in den zur Betrachtung relevanten Uhrzeiten.

Somit ist die psychologische Blendung ebenfalls ausgeschlossen.

Die LAI beschreibt im Anhang 2 im Besonderen die Blendwirkung von Photovoltaikanlagen. Die festgelegten Schwellwerte für die zulässige Einwirkdauer gelten nur bei Absolutblendung, welche im vorliegenden Fall ausgeschlossen ist.

7. Gewährleistung

Dieses Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen unter Verwendung der zugearbeiteten Unterlagen mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt. Die für die Ertragsrechnungen verwendeten Hilfsmittel befinden sich auf dem aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik. Dennoch können Irrtümer oder Abweichungen nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Hierfür wird von uns ausdrücklich keine Haftung übernommen. Gewährleistungen jeder Art sind ausgeschlossen.

8. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beauftragung	2
Tabelle 2: Immissionsrichtwert k zur Festlegung der maximal zulässigen Blendung durch technische Lichtquellen.....	9

9. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Satellitenbild mit Modulbelegungsplan des Anlagenstandortes.....	2
Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz	3
Abbildung 3: Sonnenlaufbahn mit Horizontlinie am Anlagenstandort	4
Abbildung 4: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR.	5
Abbildung 5: Modulbelegungsplan	6