

Das aktuell geltende **Referenzertragsmodell** (REM) hat zwar dazu geführt, dass der Windausbau in ganz Deutschland stattfinden konnte. Es gibt aber systemimmanent Fehlanreize, so wird teilweise eine zu enge Bebauung in den Windparks an Windstarken Standorten (vor allem im Norden) mit damit einhergehenden Ertragsverlusten angereizt.

Das hat Folgen:

- Die Abschattungsverluste innerhalb der Windparks nehmen zu
- Die Lebensdauer der Anlagen, durch höhere Belastung, nimmt ab
- Der Parkwirkungsgrad sinkt
- Der Korrekturfaktor steigt, was wiederum die Förderkosten pro kWh erhöht
- Die die Stromgestehungskosten insgesamt und damit die Kosten für die Verbraucher, steigen
- Es wird eine zu hohe Nennleistung ausgewiesen mit wenig Ertrag (wenig Volllaststunden) und tendenziell überdimensionierten Netzananschlussleistungen

Die genannten Fehlanreize zeigen sich hauptsächlich an windhöffigeren Standorten, kaum im Süden an windschwächeren Standorten. Die Fehlanreize müssen beseitigt werden. Dadurch können Stromgestehungskosten vermieden werden, ohne gleichzeitig (wie häufiger diskutiert), windschwächere Standorte durch eine Anhebung des Korrekturfaktors von 50 auf 60% zu benachteiligen, obwohl diese Standorte für die Fehlallokationen durch ein nicht mehr zeitgemäßes Referenzertragsmodell gar nicht verantwortlich sind.

Unsere wesentlichen Elemente sind:

Die Einbeziehung der Volllaststunden als zu optimierende Größe, um die Nennleistung der Anlagen zu reduzieren und die Effizienz der Anlagen zu steigern. Dadurch reduzieren sich nicht nur die Förderkosten (über der Korrekturfaktor) sondern es erhöht die Systemdienlichkeit (besser ausgelastete Netzanschlüsse) und reduziert die Netzausbaukosten.

Weitere positive Effekte:

Druck auf Ausschreibungen der BNetzA sinkt, da sich die Ausschreibungen am MW-Volumen ausrichten und dieses sinkt mit reduzierter WEA Anzahl und höheren Volllaststunden bei gleichbleibendem Ertrag (MWh/a)

Erhöhung der Grundlastfähigkeit der Windenergie durch steigende Volllaststunden (3000h+)

Marktwert des Stroms steigt („die richtige MWh zur richtigen Zeit“), weniger Negativpreise.

Instandhaltungskosten der Anlagen sinken, da eine aufgelockerte Bebauung weniger Lasten auf benachbarte WEAs erzeugt (Stichwort: Vollwartungsverträge)

Längere Lebensdauer der Anlagen durch weniger Turbulenzen, erhöht die Betriebszeit ohne Förderkosten

„Einfrieren“ des Rotors/Generator-Verhältnisses senkt die Entwicklungskosten von ständig neuen Turbinentypen. Höhere Standardisierung und mehr Erfahrungswerte senken Kosten bei steigender Anzahl an WEAs.

Akzeptanz von weniger dicht bebauten Flächen ist höher

Weniger Bürokratie, weil nicht einzelnen Details durch die Politik reglementiert werden. (Derzeit in der Diskussion Parkwirkungsgrad festsetzen oder Windsektormanagement nicht mehr vergüten). Dadurch bleiben alle Freiheiten für die Projektentwickler ihre Projekte zu optimieren erhalten und es muss nicht nachgesteuert werden, weil vielleicht ein Detail nicht reglementiert wurde.

Kurz gesagt:

1. Vollaststunden bzw. der optimierte Teillastbetrieb (Generator/Rotordurchmesser-Verhältnis; „Schwachwindanlagen“) soll Ziel einer Reform des REM sein
2. Bestandschutz für bereits im Betrieb, Bau oder vorgeschrittenen Planung befindlichen Windparks
3. Beibehalten des Korrekturfaktors für Standorte in der Südregion mit einer Standortgüte zwischen 50% und 60%

Die Überlegungen zum REM sind schon aus dem Herbst, daher nimmt das auch Bezug auf die Diskussion damals. Aktuell ist das etwas in den Hintergrund getreten.