

Zuverlässige vs. intermittierende Energie-Erzeugung: Eine Übersicht (Teil II)

geschrieben von Chris Frey | 9. März 2023

Bill Schneider

„IVREs sind von Natur aus unzuverlässig. Man kann nicht verlangen, dass der Wind weht oder die Sonne scheint. Industrielle Windenergie und netzgebundene Solarenergie sind nicht billig, sondern teuer, doppelt vorhanden und parasitär“.

Bei den intermittierenden, variablen erneuerbaren Energiequellen (Intermittent variable renewable energy IVRE)) handelt es sich in erster Linie um Windturbinen und Solar-Photovoltaik-Paneele (Solar PV). Sie können aber auch Unterwasserturbinen („Gezeiten“) und Sonnenkollektoren („Spiegel“), groß angelegte Lithium-Ionen-Batteriespeicher („Batterien“) und in elektrischen Anlagen gespeicherte Brennstoffe (Wasser/Wasser, Öl, Kohle, Erdgas oder Kernenergie) umfassen, die bei Bedarf in Elektrizität umgewandelt werden, da diese Brennstoffe zu geringeren Kosten als Elektrizität gelagert werden können.

Abgesehen von geplanten Wartungsarbeiten (relativ selten) und ungeplanten Ausfällen (noch seltener) wurden die meisten Generatoren so konzipiert – und, was noch wichtiger ist, so *kalkuliert* –, dass sie in einem relativ stabilen Zustand arbeiten. Dieser konstante Zustand wird gemeinhin als *Grundlaststrom* bezeichnet. Wenn ein Grundlastkraftwerk die gesamte Elektrizität ausschöpft, die es erzeugen kann, arbeitet es in einem stabilen Zustand, was sowohl für seine Lebensdauer als auch für die Maximierung der Einnahmen im Vergleich zu den Kosten für die Aufrechterhaltung der hohen Leistung und die Gewinnung weiterer Anlagen zur Deckung der steigenden Nachfrage von Vorteil ist.

Zur Bewältigung von „Spitzen“ in der Stromnachfrage (aufgrund ungewöhnlich heißer oder kalter Tage oder zur Deckung der Kapazität bei einem ungeplanten Ausfall eines Generators oder des Stromnetzes) werden „Spitzenlast“-Generatoren mit variabler Leistung von den Netzbetreibern angefordert, um plötzliche Lastspitzen zu bewältigen. Spitzenlastgeneratoren sind in der Regel relativ billig in der Herstellung (da sie nicht sehr oft in Betrieb sind), aber teuer im Betrieb (da sie die Kapital-, Betriebs- und Wartungskosten in einem relativ kleinen Zeitfenster der Stromerzeugung amortisieren müssen). Da die Nachfrage stetig steigt, erhöht sich auch die finanzielle Rentabilität neuer Grundlastkraftwerke.

Natürlich gibt es hier noch viel mehr Details, aber dies ist die

allgemeine Art und Weise, wie Stromangebot und -nachfrage gesteuert wurden – das heißt, bis die Regierungen begannen, IVREs vorzuschreiben und Anreize zu schaffen.

IVRE-Anreizmodell

Gegenwärtig genießen IVREs die folgenden Anreize und Aufträge von Gesetzgebern und Regulierungsbehörden:

- **Direkte Subventionen.** Diese Subvention könnte ein direkter Geldzuschuss von einem Ministerium oder einer Behörde sein
- **Steuerliche Anreize.** Hierbei handelt es sich um spezielle Steuererleichterungen (Gutschriften) oder -abzüge für bestimmte Arten von Stromerzeugungsanlagen
- **Darlehensbürgschaften.** Eine Kreditbürgschaft nimmt dem Kreditgeber das Risiko ab, wenn ein Ministerium oder eine Behörde die Erfüllung der Kreditbedingungen garantiert, so dass es für Kreditgeber einfacher ist, Projekte zu finanzieren, die von solchen Gesetzen oder Vorschriften betroffen sind.
- **Mandate für die „Erstnutzung“.** In der Regel verlangen die Regulierungsbehörden von den Netzbetreibern, dass sie den von den Begünstigten dieser Mandate verkauften Strom vor allen anderen Erzeugungsanlagen abnehmen. Erstverwendungsmandate gewährleisten, dass ein IVRE seinen Strom verkaufen kann, wenn er ihn erzeugen kann.
- **Festpreis-/Mindestpreis-Mandate.** Diese manchmal auch als „vorgeschriebene Einspeisetarife“ bezeichneten Mandate können entweder direkt im Gesetz verankert (legislativ) oder von Regulierungsbehörden vorgeschrieben sein. In jedem Fall müssen die Begünstigten einen Mindestpreis für den von ihnen erzeugten Strom zahlen, unabhängig davon, ob dieser Preis der Marktnachfrage entspricht oder nicht.

Die Kombination dieser Subventionen und Mandate stellt sicher, dass IVREs Finanzierungen anziehen und ihre Kapazität „vor der Reihe“ monetarisieren – trotz ihrer inhärenten Unfähigkeit, ihren „Brennstoff“ zu speichern (da Sonnenlicht, Wind- und Gezeitenenergie nicht gespeichert werden können und das Parken von Elektronen in großen Batterien sehr kostspielig, ressourcenintensiv und zeitaufwändig ist).

Ohne diese Subventionen und Auflagen wären die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energien hoch – und, was noch wichtiger ist, die Wahrscheinlichkeit, dass ein industrieller Großverbraucher oder ein Netzbetreiber sie zur Einspeisung in das Netz auffordert, wäre sehr gering (da erneuerbare Energien ihre Kapazität nicht vor dem Zeitpunkt der Erzeugung garantieren oder „disponieren“ können, da sie nicht kontrollieren können, was die Sonne, der Wind oder die Gezeitenkräfte tun wollen).

Aber mit diesen Subventionen und Mandaten sind die IVREs nicht nur in der Lage, auf den Zug aufzuspringen, sie können auch in dem Wissen arbeiten, dass, wenn sie nicht erzeugen können, es jemand anderes tut. Das bedeutet, dass die Grundlast die Nachfrage (den Absatz) verliert, ohne dafür bezahlt zu werden, dass sie in Bereitschaft steht, wenn die IVREs aufgrund von „Brennstoff“-Rückgängen, die auf das Geheiß von Mutter Natur zurückzuführen sind, nicht produzieren können. Dieses Problem wird im Folgenden näher erläutert.

ELEKTRONENMARKT, Historisches Modell

Stellen Sie sich vor, es gäbe einen Markt für Elektronen. Es gibt Erzeuger und Verbraucher. Da Elektronen sofort nach ihrer Entstehung verbraucht werden müssen (da sie nicht länger als ein paar Stunden in großen Mengen gelagert werden können), gibt es einen Marktregulator – nennen wir diese Person den Elektronenmarktmanager (EMM).

Der Markt umfasst große Elektronenverbraucher (wir nennen sie ECL), mittlere Elektronenverbraucher (ECM) und kleine Elektronenverbraucher (Haushalte und kleine Unternehmen, wir nennen sie ECH), sowie verschiedene Arten von Elektronenproduzenten (Eps)

Die Nachfrage wird in Fünf-Minuten-Schritten über den Tag verteilt gemessen, so dass der Markt über 288 „Slots“ pro Tag verfügt, in denen die Nachfrage nach Elektronen mit der Produktionskapazität abgeglichen werden muss.

Wenn der EMM mit der ECL verhandelt, ist es ein kurzes Gespräch: ECL benötigt XX Elektronen in Slot YY.

Da ECLs so groß sind, haben sie Verträge direkt mit EPs. Diese Verträge sind dem EMM bekannt und werden auf der Grundlage des bekannten Bedarfs in Zeitschlitz eingeplant.

Kleinere ECMs und alle ECHs sind nicht groß genug, um direkt mit einem EP einen Vertrag abzuschließen, daher kaufen sie bei Elektronenhändlern (ERs, einem Zwischenhändler, der auf der Grundlage der erwarteten Nachfrage Elektronen in großen Mengen kauft und sie an ECMs und ECHs verkauft).

EPs bauen Kapazitäten auf der Grundlage von Verträgen mit ECLs oder ERs auf. Es ist zu beachten, dass ERs eine gewisse Flexibilität in ihre Verträge mit EPs einbauen müssen, da ihre Verkaufsnachfrage an ECMs und ECHs schwanken kann.

Im Großen und Ganzen sieht der Markt wie folgt aus:

$$\text{EP}(x) \text{ to ECLs and ERs} = 100\% \text{ EPx capacity}$$

EMM stellt sicher, dass EPx über genügend Elektronen verfügt, um sowohl große, vertraglich gebundene ECLs als auch den Rest des Marktes (ECMs

und ECHs, verwaltet durch ERs) zu bedienen.

Wenn der Markt wächst, können neue große ECLs ihr eigenes EP für die neue Nachfrage bauen lassen (z. B. eine große Produktionsanlage). Wenn ECMs und ECHs wachsen, müssen die ERs in der Lage sein, das Wachstum zu antizipieren und in ihre Verträge mit EPs aufzunehmen – und das Wachstum schafft schließlich genug Nachfrage, um Investitionen in neue Eps zu rechtfertigen.

ECMs und ECHs, die nicht groß genug sind, um direkt mit einem EP einen Vertrag abzuschließen, zahlen einen Aufpreis, um ihre Anforderungen durch einen ER verwalten zu lassen. Im Gegenzug kann der ER seinen Kunden erhebliche Flexibilität bieten, allerdings zu einem Preis, der das Risiko steuert. Wenn der ER das Elektron nicht verkaufen kann, muss er trotzdem für das Elektron bezahlen, so dass der Wert des ungenutzten Elektrons verloren geht.

Schließlich können sich sowohl ECLs als auch ERs dafür entscheiden, direkt vom EMM zu kaufen, anstatt einen Vertrag abzuschließen. Dies wird als „Spotmarkt“ bezeichnet, und im Allgemeinen ist der Preis eine Funktion des Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage.

Das EMM muss den Markt ständig ausgleichen, um sicherzustellen, dass genügend Elektronen zur Deckung der Nachfrage erzeugt werden. Nachfragespitzen treten in der Regel auf, wenn der Gesamtbedarf der ER-Kunden plötzlich ansteigt (z. B. wenn aufgrund eines sehr heißen oder sehr kalten Tages mehr Elektronen benötigt werden).

Daher sieht das EMM eine „Spitzenelektronenproduktion“ vor, indem es Bereitschafts-Elektrizitätswerken (zur Erinnerung: „Peaker“) erlaubt, einen Preis für ihre Elektronen zu nennen, wenn sie in den Elektronennachfragemarkt eintreten müssen – denn wenn sie ihr Elektrizitätswerk nur ein paar Stunden pro Saison betreiben, müssen sie genug Geld verdienen, um den Bau und die Wartung des Elektrizitätswerks zu rechtfertigen.

Auf einem normalen Markt wäre eine „Spitzenelektronenproduktion“ ziemlich teuer – und die E-Werksbetreiber müssten diese erhöhte Nachfragespitze in ihren Verträgen berücksichtigen. Da sie aber so viele Elektronen kaufen, tun sie ihr Bestes, um die Elektronennachfrage im Laufe des Jahres vorherzusagen, und ihre Preismodelle berücksichtigen die Kosten für die in diesem Zeitraum erwarteten Mengen und Preise der „Spitzenelektronenproduktion“.

Unterscheiden wir nun die „Basis-Elektronenproduktion“ als EP-B und die „Spitzen-Elektronenproduktion“ als EP-P. In einem Zeitfenster mit Spitzenbedarf sieht der Markt wie folgt aus:

EP-B + EP-P = ECL + ER(Δ), wobei ER(Δ) ein vorübergehender Anstieg der Nachfrage ist.

Ein EP-B wird in der Regel so gebaut, dass die Einnahmen für eine bestimmte Menge erzeugter Elektronen maximiert werden. Seine „Stückkosten pro Elektron“ steigen deutlich an, wenn die Nachfrage sinkt. Umgekehrt ist ein EP-P oft billig in der Herstellung, aber teuer im Betrieb, da er nicht sehr oft benötigt wird.

So weit ist alles gut. Aber nehmen wir an, die Regierung beschließt, Geld und Vorschriften für eine andere Art von EP bereitzustellen, eine, deren „Brennstoff“ für ihre Elektronen „kostenlos“ ist, aber nicht gespeichert oder kontrolliert werden kann. Nennen wir dies einen EP-IVR, oder einen intermittierend variablen erneuerbaren Elektronenproduzenten.

Ein EP-IVR kann vielleicht 100 Elektronen in einer Stunde herstellen, aber nur, wenn der „Brennstoff“ verfügbar ist. Wenn der „Brennstoff“ nicht verfügbar ist (weil die Sonne nicht scheint oder der Wind nicht weht), kann ein EP-IVR keine Elektronen erzeugen.

Diese Einschränkung würde normalerweise bedeuten, dass sich das EMM nicht die Mühe machen würde, EP-IVRs einzuplanen, es sei denn, es könnte ein paar Zeitfenster im Voraus vorhersagen, und diese Planung würde in allerletzter Minute erfolgen – genau wie bei einem EP-P.

Das würde dazu führen, dass EP-IVR-Elektronen sehr teuer sein müssten, um das zu decken, was sie erzeugen können, und die Nachfrage des EMM nach EP-IVR-Elektronen würde nicht oft realisiert werden, da EP-Bs billiger arbeiten und das EMM daher alle EP-B-Elektronen zuerst nutzen würde.

Umgekehrt, wenn der „Treibstoff“ in großen Mengen verfügbar ist (aufgrund von viel Sonne und/oder Wind in einem bestimmten Zeitfenster), könnten die EP-IVR feststellen, dass es einfach nicht genug Käufer für ihre Elektronen gibt.

Daher ist es ziemlich wahrscheinlich, dass nur wenige, wenn überhaupt, EP-IVRs gebaut werden, da die Kosten für ihren Bau hoch sind und ihre Lieferfähigkeit oft durch die Unfähigkeit, ihren „Brennstoff“ zu speichern oder zu kontrollieren, eingeschränkt wird.

ELEKTRONENMARKT, IVRE Subventionen und Mandate

Eintritt der Regierung. Sie beschloss, dass mehr EPs EP-IVRs sein sollten, und unternahm daher eine Reihe von Maßnahmen, um den Eintritt von EP-IVRs in den Elektronenmarkt zu fördern:

- Subventionen: oft eine Kombination aus Bargeld, günstigen Krediten und Steuervergünstigungen
- Garantierte Nachfrage: EMMs sind verpflichtet, vor allen anderen EPs Elektronen von EP-IVRs zu kaufen, um sicherzustellen, dass EP-IVRs jedes Elektron verkaufen, das sie erzeugen können

- **Garantierte Mindestpreise:** EP-IVRs wird ein Mindestpreis für jedes Elektron, das sie verkaufen können, garantiert, was sich darauf auswirkt, wie viel ECLs oder ERs an EP-IVRs gegenüber anderen EPs zahlen müssen

Der Nettoeffekt dieser Markteingriffe ist, dass EP-IVRs nun ihre Elektronen vor allen anderen Verkäufern abladen können – und sogar ECLs werden entweder gedrängt (indirekt durch Regierungen, Aktionäre, Kreditgeber und/oder Regulierungsbehörden) oder suchen aktiv nach EP-IVRs gegenüber EP-Bs.

Der Markt ist also auf diese Weise neu geordnet:

$$\text{EP-IVR} + \text{EP-B} + \text{EP-P (falls verlangt)} = \text{ECL} + \text{ER}(\Delta)$$

Wäre die von den EP-IVR bereitgestellte Kapazität konstant oder sogar vorhersehbar, wäre dies nicht so sehr ein logistisches Problem, sondern lediglich eine Frage der Preisintervention.

ABER:

Die EP-IVR-Verkaufskapazität kann nicht länger als sechs Zeitfenster ab dem aktuellen Zeitfenster vorhergesagt werden. Diese Variabilität macht die Arbeit des EMM schwierig.

EP-Bs müssen hinter den Kulissen betrieben werden, in einem „Bereitschafts“-Zustand gehalten werden, aber keine tatsächlichen Einnahmen aus dem Verkauf von Elektronen erzielen. Dieser Zustand wird als „Spinning Reserve“ bezeichnet und bedeutet, dass die EP-Bs Brennstoff verbrennen und Betriebskosten für den Betrieb ihrer Anlagen zahlen, falls die EP-IVRs nicht in der Lage sein sollten, ihre prognostizierte Kapazität zu liefern – oder wenn die erwartete Nachfrage die von den EP-IVRs prognostizierte Kapazität in einem Zeitfenster übersteigt (z. B. weil der Wind nicht weht und die Nachfrage nach Elektronen an einem heißen Tag hoch ist).

Umgekehrt muss das EMM aufgrund von „Erstbezugsverpflichtungen“, wenn die Kapazität des EP-IVR tatsächlich höher ist als vorhergesagt (weil es mehr Wind oder Sonne gibt als vorhergesagt), von den ECLs und ERs verlangen, dass sie zuerst vom EP-IVR kaufen, wenn sie direkt vom EMM kaufen.

Dies zwingt die EP-Bs dazu, in einem Zustand der „Spinning Reserve“ zu arbeiten, in dem sie keine Einnahmen erzielen.

Umgekehrt müssen die EP-IVRs, sollten sie nicht die vorhergesagte Menge an Elektronen liefern, *darauf vorbereitet sein, die Lücke zu füllen.*

Selbst bei garantierten Mindestpreisen durch die Regulierungsbehörden sind die kurzfristigen Grenzkosten für das Erzeugen eines Elektrons aus „kostenlosem“ Brennstoff ziemlich billig, so dass die EP-IVR-Lobbyisten

allen vorschwärmen, wie billig sie sind.

In der Zwischenzeit tragen die EP-Bs das Risiko, dass die EP-IVR nicht geliefert werden, und die EP-IVRs können sich finanzieren und Geld verdienen, weil das Risiko auf die EP-Bs übertragen wurde.

Diese ungedeckte Risikoübertragung macht es unwahrscheinlicher, dass Investoren weitere EP-Bs finanzieren (da dank staatlicher Subventionen und Mandate die „sichere“ Investition nun EP-IVRs sind), und es ist wahrscheinlicher, dass die derzeitigen EP-B-Betreiber ihren Betrieb einschränken oder ganz aufgeben. Dies wiederum wird dazu führen, dass EP-Ps, deren Betrieb teuer ist, wie Unkraut aus dem Boden schießen und die Preise für die Verbraucher erhöhen.

Speicherung

Denken Sie daran, dass Elektronen – von sehr wenigen (und sehr teuren) Ausnahmen abgesehen – nicht gespeichert werden können. Sobald sie erzeugt sind, müssen sie verbraucht werden.

Die Regierung hat sich entschieden, in Systeme zu „investieren“, die versuchen, erzeugte Elektronen zu speichern (über Batteriespeicher) und „freien“ Kraftstoff in gespeichertem Kraftstoff umzuwandeln (über Pumpspeicherwerke).

Beide Systeme sind sehr teuer und ziehen daher Subventionen und Erstnutzungsrechte nach sich. Sie halten EP-B-Anlagen davon ab, gebaut zu werden oder in Betrieb zu gehen. Hinzu kommt, dass die Versicherung, die beide Speichermethoden bieten, in der Regel zwischen sieben und zwölf Stunden hält. Darüber hinaus müssen die meisten von ihnen wieder aufgeladen werden, was dem Markt Kapazitäten entzieht, anstatt zu ihm beizutragen.

Schlussfolgerung

Die Strommärkte sind ziemlich kompliziert, wenn man sich mit den Einzelheiten befasst. Der Zweck dieses Artikels war es nicht, auf diese Ebene hinabzusteigen, sondern vielmehr einen Überblick über das Thema für einen Laien zu geben, der normalerweise nicht liest, diskutiert oder darüber nachdenkt, wie Strommärkte funktionieren.

Die Befürworter von IVRE haben und werden auch weiterhin die Schlussfolgerung widerlegen, dass ihre Energietechnologie mangelhaft ist und nur aufgrund des Netzes staatlicher Subventionen und Auflagen überlebt. Denken Sie daran, dass ohne diese Vorgaben (zu denen auch die Finanzierung beliebter Speichersysteme gehört, wie z. B. die Installation und der Betrieb von extrem teuren Batteriespeichern, deren Kapazität bei Volllast etwa 7-8 Stunden reicht, oder der Bau von Pumpspeicherkraftwerken, die auf vorhandenen großen Löchern im Boden von ausgegrabenen Minenstandorten oder „Hohlräumen“ beruhen, wobei das

Wasser von einem Hohlraum zum anderen transportiert wird, um Spitzenstrom zu erzeugen, und dann über die IVRE-Erzeugung zurücktransportiert wird) IVREs von Natur aus unzuverlässig sind.

Man kann nicht verlangen, dass der Wind weht oder die Sonne scheint. Industrielle Windenergie und netzgebundene Solarenergie sind nicht billig, sondern teuer, doppelt vorhanden und parasitär.

Link:

<https://wattsupwiththat.com/2023/03/04/reliable-vs-intermittent-generation-a-primer-part-ii/>

Übersetzt von Christian Freuer für das EIKE