

Optionen zur Deckung des georgischen Strombedarfs

Es wird erwartet, dass der Strombedarf Georgiens in den nächsten 10 Jahren steigen wird. Um diese Nachfrage zu decken, werden über 100 Kraftwerksprojekte mit einer Gesamtkapazität von 4.500 MW diskutiert. Die Verwirklichung aller Projekte würde geschätzte 7,7 Mrd. USD kosten – das ist mehr als die Hälfte des aktuellen BIP des Landes. Daher können und sollten nicht alle dieser Kraftwerke tatsächlich gebaut werden. Um die Energiekosten in Grenzen zu halten und gleichzeitig fiskalische Stabilität sowie Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist es wichtig, die richtige Auswahl unter den zu errichtenden Kraftwerken zu treffen.

Um verschiedene Ausbauprogramme zu vergleichen, modellieren wir die Kosten verschiedener Kombinationen von Kraftwerken. Entsprechend unseres Referenzszenarios wäre ein massiver Ausbau der Wasserkraft nur dann wirtschaftlich, wenn der Preis, zu dem nicht genutzte Strommengen an Nachbarländer verkauft werden könnten, mehr als 80 USD/MWh betragen würde. Unter realistischeren Exportpreisannahmen würde eine Kombination aus einem zusätzlichen Gaskraftwerk, zusätzlicher Wasserkraftkapazität, der Einführung eines Nachfragemanagementsystems sowie der Erhöhung der Importe zu den sinnvollsten Optionen gehören.

Die heutige Stromerzeugung in Georgien

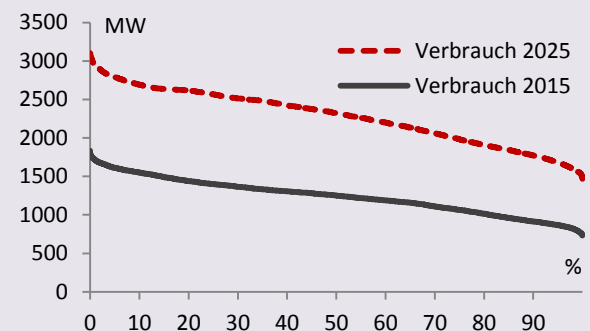
Im Sommer wird Georgien größtenteils durch saisonale Wasserkraftwerke versorgt, die 33% der gesamten jährlichen Strommenge erzeugen. Hinzu kommen die großen, ganzjährig aktiven Wasserkraftwerke Enguri und Vardnili, die für 36% der gesamten Stromerzeugung verantwortlich sind und auch im Winter zur Deckung der Stromnachfrage beitragen. Aufgrund der saisonalen Verfügbarkeit der meisten Wasserkraftwerke muss im Winter jedoch mehr als die Hälfte des Bedarfs durch thermische Kraftwerke (>40%) und Importe (17%) gedeckt werden. Derzeit werden die Produzententarife für den jeweiligen Kraftwerktyp durch die Regulierungsbehörde festgelegt.

Steigende Nachfrage

Der georgische Stromnetzbetreiber GSE erwartet, dass die durchschnittliche Stromnachfrage in Georgien deutlich steigen wird, vor allem in den Stunden mit ohnehin hoher Nachfrage. Die eher hohen Schätzungen des Netzbetreibers gehen davon aus, dass sich der Verbrauch zwischen 2015 und 2025 von 10,9 TWh auf 19,6 TWh nahezu verdoppeln wird. Die bestehenden

Stromerzeugungskapazitäten würden diesen für 2025 prognostizierten Strombedarf nur in etwa einem Viertel der Stunden decken können. Zusätzliche Kapazitäten müssten also installiert werden.

Jahreslastkurve* 2015 and 2025



Quelle: eigene Berechnungen basierend auf Georgian State Electrosystem

*Anteil der Stunden, an denen die Nachfrage größer ist als der Wert auf der y-Achse; z.B. wird für 2025 erwartet, dass die Last in 10% der Zeit über 2.700 MW und die Hälfte der Zeit über 2.300 MW liegen wird.

Die größte Herausforderung besteht also darin, Erzeugungskapazitäten zu schaffen, die auch im Winter verfügbar sind, wenn die Nachfrage am höchsten ist und auf den Großteil der Wasserkapazität nicht mehr zurückgegriffen werden kann.

Stromexporte

In den letzten Jahren wurden Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten vor allem unter Verweis auf Exportmöglichkeiten in Wachstumsmärkte – allem voran die Türkei – getätigt. Dies führte unter anderem zu erheblichen Investitionen in teure Infrastruktur zur Stromübertragung. Diese Perspektiven haben aufgrund der Aussichten auf eine rückläufige türkische Stromnachfrage und der Veränderungen in der Ausgestaltung des türkischen Strommarktes, welcher Importe diskriminiert, an Attraktivität eingebüßt. Die türkischen Strompreise sind seit Oktober 2014 um etwa ein Drittel zurückgegangen. Daher ist die heimische georgische Nachfrage, die zwischen Oktober 2015 und Oktober 2016 um 13% angestiegen ist, die wichtigste Ursache für den Ausbau der Erzeugungskapazitäten.

Wie die steigende Nachfrage zu decken ist

Um die steigende Nachfrage zu decken bzw. die Exporte zu steigern, werden über 100 Projekte für neue Kraftwerke mit einer Kapazität von ca. 4.500 MW und zu Kosten von rund 7,7 Mrd. USD in Betracht gezogen. Dies entspricht mehr als der Hälfte des derzeitigen BIP des Landes. Folglich ist es unwahrscheinlich, dass auch

nur die Hälfte der Projekte in den nächsten zehn Jahren realisiert werden könnte. Tatsächlich werden nur 1.000 MW an zusätzlichen Kapazitäten benötigt, um die Erfüllung des nationalen Spitzenbedarfs im Jahr 2025 decken zu können.

Die fehlende Strommenge könnte mithilfe folgender Technologien erzeugt werden:

- (1) thermische Kraftwerke (Gas oder Kohle)
- (2) saisonale Wasserkraftwerke
- (3) Nachfragemanagement, z.B. durch unterbrechbare Verträge mit Industrieunternehmen, die nur in Stunden extremer Nachfrage in Kraft treten
- (4) zusätzliche Importe, insbesondere aus Russland, aber auch aus Aserbaidschan
- (5) andere erneuerbare Energien, insbesondere Wind oder Solar

Diese Technologien unterscheiden sich durch unterschiedliche Erzeugungsprofile (z. B. könnten saisonale Wasserkraft und Solarenergie nicht zur Deckung des Spitzenbedarfs im Winter beitragen), verschiedene fixe und variable Kosten sowie mögliche Mengenbegrenzungen (Anzahl der günstigen Wasserkraftstandorte ist begrenzt). Möglich wären auch Kombinationen der aufgeführten Technologien. In der folgenden Tabelle werden fünf Optionen vorgestellt, die Nachfragemanagement mit verschiedenen Technologien kombinieren. Um einen Vergleich zwischen den einzelnen Optionen zu ermöglichen, haben wir ein Modell entwickelt, das die jährlichen Kosten jeder Variante unter einer Reihe von (modifizierbaren) Annahmen schätzt. Wir berücksichtigen dabei auch mögliche Einnahmen aus dem Verkauf von überschüssigem Strom.

Modellierungsergebnisse

Geschätzte Kosten der einzelnen Optionen

Optionen zur Deckung des zukünftigen Bedarfs	Nettokosten p.a., Mio. USD
Nur Wasserkraft	680
Nur Kohle	473
Nur Gas	457
Wasserkraft + Gas + Importe	438
Wasserkraft + Importe	358

Quelle: eigene Berechnungen

Hinweis: In allen Szenarien gehen wir davon aus, dass die Nachfrageseite in einem gewissen Ausmaß reagiert.

Den Ausbau allein auf saisonale Wasserkraftwerke zu beschränken wäre sehr teuer, da sie im Winter weitgehend keinen Strom erzeugen. Auch ausschließlich auf Gas und Kohle zu setzen, wäre eine kostenintensive Option, da diese Anlagen hohe variable Kosten haben. Es wäre nicht wirtschaftlich, die Kraftwerke für

viele Stunden im Jahr laufen zu lassen. Rein technisch gesehen könnte sich Georgien voll und ganz auf Importe verlassen, um seinen zusätzlichen Bedarf zu decken. Dies wäre kurzfristig eine preisgünstige Option, die aber gleichzeitig unabsehbare politische und wirtschaftliche Risiken mit sich bringen würde.

So kommen wir zu dem Schluss, dass eine Kombination aus Wasserkraft, einem Gaskraftwerk und Importen unter den genannten Annahmen ausreichende Versorgungssicherheit zu akzeptablen Kosten ermöglichen würde. Dabei eignen sich insbesondere Gaskraftwerke aufgrund ihrer geringeren fixen Kosten im Vergleich zu Kohlekraftwerken zur Deckung der Spitzennachfrage. Ihre höheren variablen Kosten wären aufgrund der begrenzten Nutzung weniger relevant. Auch erneuerbare Energien könnten zu Georgiens Stromerzeugung beitragen. Solarenergie wäre nur dann sinnvoll, wenn sie günstiger als saisonale Wasserkraft ist. Windenergie könnte hingegen, in Abhängigkeit vom Produktionsprofil, auch zu Deckung des Winterbedarfs beitragen.

Autor

Georg Zachmann, zachmann@berlin-economics.com

Hinweis: Eine ausführliche Analyse der Thematik bietet das Policy Paper PP/02/2016 „Options for balancing Georgia’s electricity supply and demand“.

Download unter: www.get-georgien.de

German Economic Team Georgien (GET Georgien)

GET Georgien führt seit 2014 einen wirtschafts-politischen Dialog mit Entscheidungsträgern der georgischen Regierung. Es wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie finanziert.

Herausgeber

Dr. Ricardo Giucci, David Saha

Impressum

German Economic Team Georgien
 c/o Berlin Economics
 Schillerstraße 59
 D-10627 Berlin
 Tel: +49 30 / 20 61 34 64 0
 Fax: +49 30 / 20 61 34 64 9
 info@get-georgien.de
 www.get-georgien.de