

2. Energie Round Table 2018

Versorgungssicherheit Strom

Dienstag, 15. Mai 2018

E-Control: Status der Versorgungssicherheit

Die Herausforderungen der Stromzukunft und ihre Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit

Ihre Gesprächspartner:

- **DI. Andreas Eigenbauer**, Vorstand E-Control
- **Mag. Johannes Mayer**, Abteilungsleiter Volkswirtschaft

Weitere Informationen:

Mag. Bettina Ometzberger

E-Control

Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien

Tel.: 01 24 7 24-202

Mail: bettina.ometzberger@e-control.at

www.e-control.at

Twitter: www.twitter.com/energiecontrol

Facebook: www.facebook.com/energie.control

E-Control: Wie sicher ist die heimische Stromversorgung?

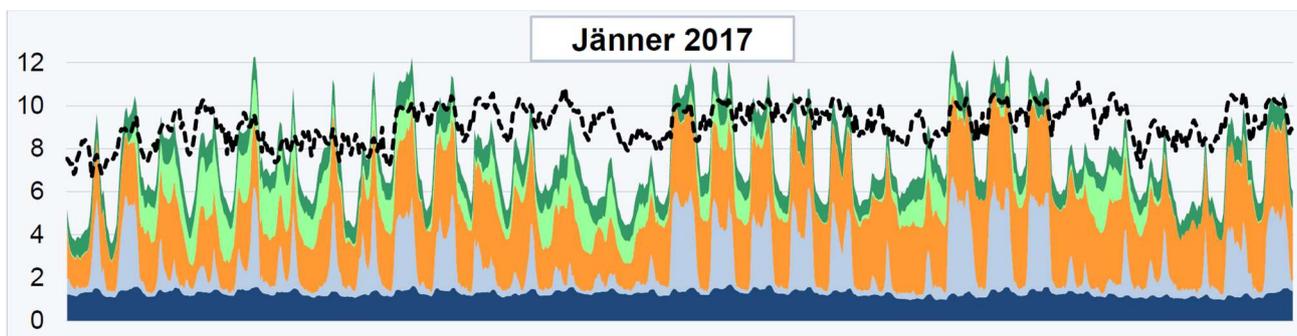
Der Umbau des Stromsystems bringt neue Herausforderungen – Die sichere Versorgung mit elektrischer Energie ist neu zu bewerten – Was ist das Sicherheitsniveau, das erreicht werden soll?

Wien (15. Mai 2018) – Die E-Control monitort seit vielen Jahren den Status der Versorgungssicherheit bei elektrischer Energie. Während in der Vergangenheit eine international übliche Analyse der Deckung der aktuellen und auch der für die Zukunft erwarteten Jahresspitze durchgeführt wurde, hat die E-Control nun erstmals auch eine energetische Deckungsrechnung vorgelegt.

„Mehr und mehr verlassen wir uns auf unplanbare Stromerzeugungsressourcen. Wir gehen davon aus, dass unsere Speicher in Österreich, Importmöglichkeiten und thermische Kraftwerke schon ausreichen werden, eine allfällige Dunkelflaute zu überstehen. Wir haben aber gesehen, dass dies heute nur eingeschränkt der Fall, jedenfalls langfristig nicht gesichert ist“, erläutert der Vorstand der E-Control, Andreas Eigenbauer.

Der Lackmustest Jänner 2017

Es wurde erstmals klar, dass bei niedrigen Speicherständen bzw. geringen Importmöglichkeiten eine natürliche Unterdeckung (sprich bei Dunkelflaute und Niedrigwasser) über einen längeren Zeitraum trotz Zubauten besteht. Trotz massiven Einsatzes im Wesentlichen aller kalorischer Kapazitäten war Österreich bei der Deckung des Energiebedarfs von Importen abhängig.

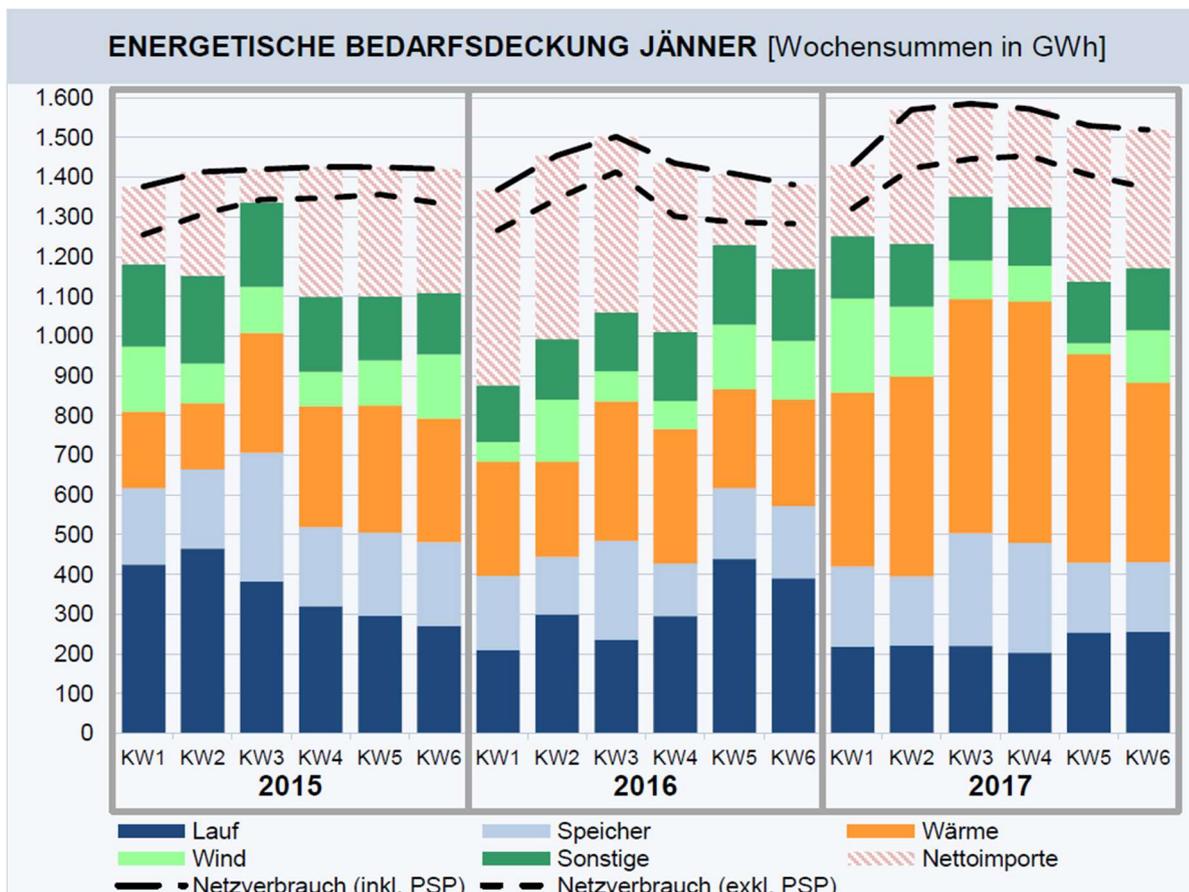


Quelle: E-Control

Kalorische Kapazitäten, Speicher (Jahresspeicher) und gesicherte Importmöglichkeiten sind die drei Pfeiler der Stromversorgungssicherheit in Österreich.

Die Analyse der drei Pfeiler im Jänner 2017 hat folgendes Bild ergeben:

Es wurden die Kalenderwochen 3 und 4, 16.01.2017 bis 29.01.2017, herangezogen, weil in diesen Wochen mit 3.157 GWh (inkl. Pumpstrom) die höchste Netzverbrauchsmenge in den vergangenen 5 Jahren gegeben war. „Das entspricht rechnerisch einer Durchschnittslast im öffentlichen Netz von 9,4 GW. Tatsächlich war ein Lastbereich von 7,1 GW bis 11,1 GW gegeben.“, berichtet Eigenbauer. Während dieser Wochen wurden mit Erzeugungsanlagen in Österreich insgesamt 2.678 GWh eingespeist (Nettoeinspeisung öffentliche Versorgung). Davon entfielen 424 GWh auf Laufwasserkraftwerke (> 25 MW), 561 GWh auf Speicherkraftwerke (> 25 MW), 1.197 GWh auf Wärmekraftwerke (> 25 MW), 187 GWh auf Windparks und 309 GWh auf sonstige Anlagen (< 25 MW). „Den größten Beitrag haben also die Wärmekraftwerke erbracht.“, stellt Eigenbauer fest. Dieses Muster entspricht dem langjährigen Trend – etwa 500 GWh Import in 14 Wintertagen.



Quelle: E-Control

Was ist anders als früher?

Bereits in den letzten 5 bis 10 Jahren gab es regelmäßig Importe im Winter. Allerdings waren mehr als ausreichend kalorische Kapazitäten verfügbar, um den Import durch heimische Produktion zu ersetzen. Aktuell gibt es aber eine Diskussion über vermehrte Kraftwerksstilllegungen, sodass davon auszugehen ist, dass ein Pfeiler der Versorgungssicherheit, die thermischen Kraftwerke, seine Rolle nicht mehr in vollem Umfang erfüllen wird können. Der Jänner 2017 hat gezeigt, dass trotz Einsatzes im Wesentlichen aller verfügbaren Kapazitäten, energetisch der Import die restliche Bedarfsdeckung sicherte. „Jede Stilllegung kalorischer Kapazitäten erhöht in Extremsituationen die Importabhängigkeit. Einstmals vorhandene verlässliche Überkapazitäten sind aufgebraucht, es liegt inzwischen eine systematische Unterdeckung vor“, ist Eigenbauer überzeugt.

Das Zukunftsmodell

Das Monitoring der Versorgungssicherheit erfordert, nicht nur rückblickend einen Zeitraum zu bewerten, sondern auch Aussagen über die Situation in der Zukunft zu machen. Wie sich die Versorgungslage im Jahr 2030 darstellen wird, hängt von mehreren Faktoren ab:

- Nachfrage (MWh in einem Zeitraum)
- Nachfragespitze (MW)
- Installierte Leistung (MW)
- Gesichert verfügbare Leistung (MW)
- Aufbringungspotenzial (MWh)
- Importmöglichkeiten (MW, MWh)

Österreich befindet sich aber in einer ungewöhnlichen Situation – „Österreich ist nicht gleich Österreich“. „Kraftwerke in Vorarlberg sind in die Regelzone der EnBW eingebunden und werden von dort gesteuert. Tiroler Kraftwerke sind über Kraftwerksleitungen direkt an das deutsche Netz angebunden. Solange kein Engpass an der Deutsch-Österreichischen Grenze definiert war, konnten diese Kraftwerke dennoch als unbeschränkt für Österreich verfügbar angenommen werden. In Zukunft stellt eine Lieferung dieser Kraftwerke nach Österreich aber einen mit dem vorhandenen NTC beschränkten Import dar.“, erläutert Johannes Mayer, Abteilungsleiter Volkswirtschaft in der E-Control.

Außerdem umfasst die Regelzone der APG auch Versorgungsgebiete in Deutschland. Dies sind die wichtigsten Faktoren, wenn es gilt, „Österreich“ zu definieren und eine Deckungsrechnung anzustellen.

Die E-Control unterscheidet daher folgende Abgrenzungen:

- Regelzone APG (Gesamte Regelzone, dh aber ohne Gebiete, die nicht in der Regelzone sind, wie VIW und einige Tiroler KWs)
- Öffentliche Versorgung (österreichisches Staatsgebiet, aber nur das, was über das öffentliche Netz transportiert wird)
- Gesamte Versorgung (österreichisches Staatsgebiet inkl. industriellem Eigenverbrauch)

Nachfrage 2030:

In einem ökonometrischen Modell (MEDA) wird die Stromnachfrage des Jahres 2030 geschätzt. Dabei werden Haushalte und Nicht-Haushalte unterschieden und getrennt modelliert. Ergebnis des Modells ist ein energetischer Endverbrauch von 66.811 GWh. Zum Vergleich, 2016 betrug der Wert laut Statistik Austria 61.851 GWh (+8%). Dieser Wert darf nicht mit dem Inlandsstromverbrauch verwechselt werden, der auch Netzverluste und Eigenverbrauch der Kraftwerke beinhaltet und noch weniger mit dem gesamten Strombedarf, der 2016 75.041 GWh betrug.

Nachfragespitze 2030:

Aus dem modellierten Verbrauch wird in einem zweiten Schritt die Lastspitze geschätzt. Die Schätzung ergibt 11.560 MW oder ein Plus von etwa 3,3%.

Installierte Leistung 2030:

Basis der Abschätzung dieser Zahl ist eine Erhebung bei Kraftwerksbetreibern hinsichtlich Zubauten aber auch Kraftwerksschließungen. Die Meldungen ergeben eine installierte Leistung von 23.366 MW im Szenario der lediglich bereits in Bau befindlichen Kraftwerke in der Regelzone APG. Weitere 2.185 MW werden 2030 in Österreich, aber eben nicht im Gebiet der Regelzone APG erwartet.

Eingereicht wurden zusätzliche 1.800 MW vor allem Speicher- und Wärmekraftwerke. Deren Realisierung hängt aber natürlich von künftigen Preisen ab.

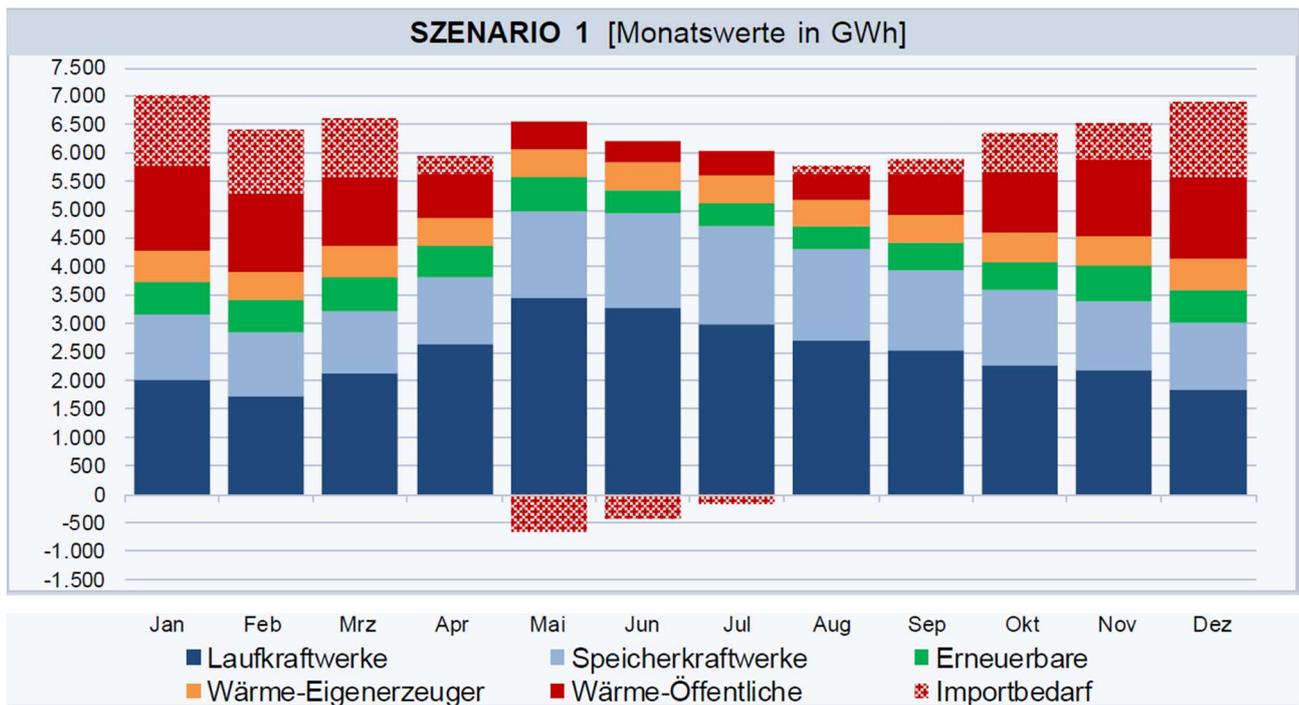
Gesichert verfügbare Leistung 2030:

In der Regelzone APG werden laut gemeldeten Kraftwerken knapp 12.800 MW als sicher verfügbar ermittelt. Dabei werden Wärmekraftwerke mit 99% Sicherheit modelliert, dh nur in einem Prozent aller Fälle sollte die Realität schlechter als der angenommene Wert sein.

Laufwasserkraft wird nahe dem historischen Minimum mit 38% der installierten Kapazität einbezogen. Insgesamt ergibt sich, dass fast 60% der sicher verfügbaren Leistung durch Speicherkraftwerke beigestellt wird, etwa ¼ durch thermische Kraftwerke und etwa 15% durch Laufwasserkraft. „Die herausragende Rolle der Speicherkraftwerke macht bereits klar, dass die Betriebsbereitschaft dieser Anlagen eine große Rolle spielt.“, betont Mayer.

Aufbringungspotenzial 2030:

Neu ist die Analyse der möglichen Energieaufbringung während eines bestimmten Zeitraums. Anders als in der Leistungsbetrachtung spielen hier die Verfügbarkeiten lediglich statistisch eine Rolle. Daher wurden die letzten 5 Jahre als Grundlage für eine derartige Statistik verwendet. Der Importbedarf liegt bei über 1.000 GWh in den Wintermonaten, weitere 1.500 GWh stammen aus öffentlichen Wärmekraftwerken. Diese 2,5 TWh entsprechen insgesamt einer Bandstromerzeugung von knapp 3.500 MW.

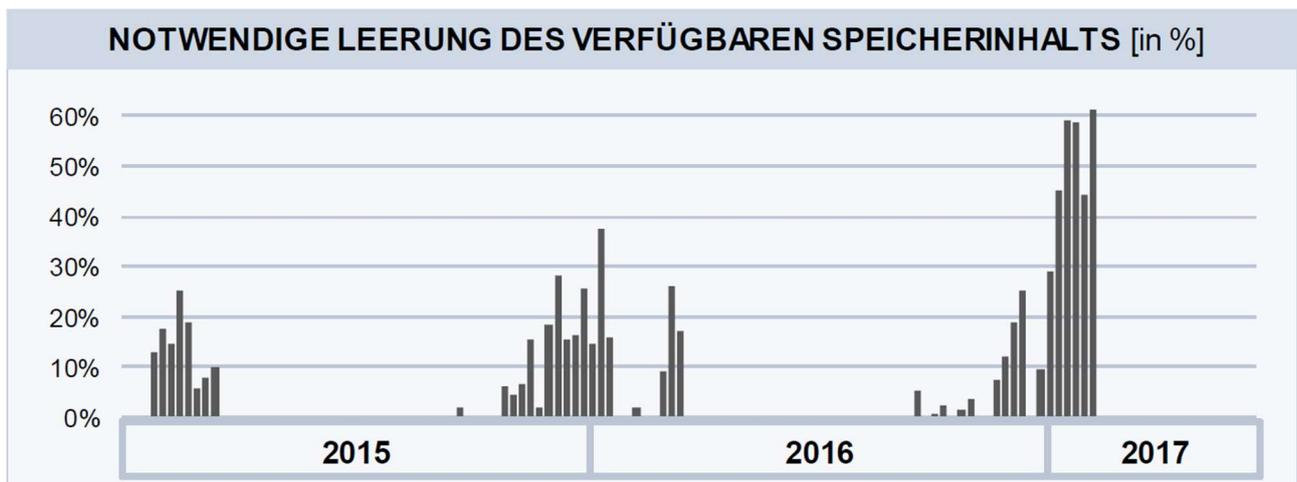


Quelle: E-Control

Der Weiterbestand der thermischen Erzeugung in Österreich ist derzeit allerdings marktseitig nicht garantiert. Die Volllaststunden der größeren Kraftwerke sind in den letzten Jahren auf unter 2.500 h gesunken, nur etwas höher als jene der Windkraftanlagen.

Gesamtbewertung

Obwohl die österreichische Situation im europäischen Verbund aus Sicht der Versorgungssicherheit bisher als gesichert gelten kann, so zeigen die Analysen doch, dass sich insbesondere in einer länger anhaltenden Verknappungssituation die heimischen Reserven rasch leeren. Hätte Österreich eine Vollversorgung aus eigener Kraft ermöglichen müssen, hätten zB im Jänner 2017 wöchentlich bis zu 60% des aktuell vorhandenen Speicherinhalts verwendet werden müssen.



Quelle: E-Control

Die Gesamtbewertung fällt daher durchmischtes aus. Die E-Control hat behelfsmäßig leistungsmäßig eine 100% Abdeckung durch österreichische Kraftwerke und energetisch eine 90% Abdeckung als Zielgröße oder Standard definiert.

„Sowohl im Gasbereich als auch bei Öl gibt es verschiedene Normen, die den Versorgungsstandard bei diesen Energieträgern festlegen, ein Umstellen auf eine zunehmend reine Stromwirtschaft setzt ein Übertragen der Standards auf den Strombereich voraus.“, so die Meinung von Eigenbauer.

2017	Leistung	Energie
Regelzone APG	Standard	bis 10% unter Standard
Gesamte Versorgung	> 10% über Standard	bis 10% über Standard
2030	Leistung	Energie
nach Meldestand	> 10% über Standard	> 10% über Standard
ohne thermische KW älter 40 J.	> 10% über Standard	bis 10% unter Standard
ohne thermische KW	> 10% unter Standard	> 10% unter Standard

Legende:

> 10% über Standard
bis 10% über Standard
Standard
bis 10% unter Standard
> 10% unter Standard

Quelle: E-Control

Importmöglichkeiten

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass im europäischen Verbundsystem Importmöglichkeiten vorhanden sind. Gerade für heimische Pumpspeicheranlagen bedeutet dies, dass sie ihre Wasserspeicher auch untertägig auffüllen können.

„Wenn man allerdings Plandokumente der wesentlichen Exportländer Deutschland, Frankreich und Tschechien analysiert, zeigt sich ein differenzierteres Bild.“, warnt Eigenbauer. Im Winter 2017 waren nur mehr Deutschland und Tschechien exportfähig.

Deutschland erwartet zB im NEP 2017-2030, wenn die CO₂ Ziele erreicht werden sollen, eine Unterdeckung im Jahr 2030 von 6 bis knapp 30 TWh gegenüber einem Exportüberschuss von etwa 50 TWh heute. Bayern, Baden-Württemberg und NRW hätten zusammen ein Energiedefizit von etwa 100 TWh, das durch Überschüsse im Norden und Osten Deutschlands allerdings teilweise ausgeglichen wird.

Frankreich hatte in den letzten Jahren zwischen 30 und knapp 70 TWh Exportüberschuss. Die politischen Pläne sehen für 2030 einen 40% Anteil erneuerbarer Energie vor (wären über 200 TWh) bzw. eine Verdopplung der installierten Kapazität. Vor allem die Nutzung der Atomkraft bleibt angesichts der Sicherheitsprobleme aktuell fraglich. Insgesamt sehen die Pläne aber ein konstantes Exportsaldo vor.

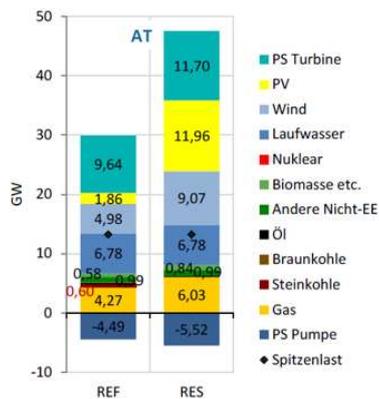
Tschechien soll 2030 ein Exportminimum von etwa 3 TWh erreichen, gegenüber etwa 20 TWh heute. Dies ist vor allem auf den geplanten Rückbau bei Braun- und Steinkohleanlagen und den noch nicht erfolgten Ausbau bei Kernenergie und Erneuerbaren zurück zu führen.

„Insgesamt zeigen die aktuellen Pläne also, dass sich im nächsten Jahrzehnt die Exportmöglichkeiten heutiger Lieferanten teilweise dramatisch reduzieren könnten. Dies hat sowohl Auswirkungen in einer Leistungsbetrachtung als auch in der energetischen Betrachtung.“, ist Eigenbauer überzeugt.

100% Erneuerbar im Jahr 2030:

Dieses kürzlich vorgeschlagene Ziel wird Österreich vor große Herausforderungen stellen.

Es erfordert, kurz gesagt, wesentliche Exportüberschüsse im Sommer, um die kaum vermeidbaren Importe oder die kalorische Erzeugung im Winter auszugleichen. Insgesamt handelt es sich schon jetzt um 16 TWh. 2030 werden es über 20 TWh sein, die zusätzlich erneuerbar aufzubringen sein werden. „Zusätzlich ist aber auch zu bedenken, dass Ersatzkapazitäten oder sonstige Flexibilitäten steigen müssen.“, so Eigenbauer.



Bilanziell 100% Erneuerbare beim Strom führen lt. TU-Studie direkt zu mehr Gaskraftwerken (> 6 GW), aber weniger Produktionsmenge (Rückgang von 14,4 TWh 2010 auf 9,6 TWh 2030).

Abbildung 41: Installierter Kraftwerkspark für Szenario 2030-REF und 2030-RES. (Quelle: EDisOn)

Haas et al.: Endbericht Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien, S. 59

Wie geht es weiter?

So wie ein generelles Ziel, das erreicht werden soll, gerade in Umbruchzeiten notwendig ist, so ist auch ein Standard für Versorgungssicherheit zu diskutieren. Das System muss auch in Zeiten der Transformation weiter funktionieren. Bereits im letzten Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit hat die E-Control einen Standard von 100% Leistungsabdeckung und 90% Energieabdeckung als Bewertungs-Standard verwendet.

Wichtig wird sein, möglichst bald einen **Diskussionsprozess für einen allgemein akzeptierten Versorgungsstandard** zu starten. „Versorgungssicherheit wird in Zukunft nicht mehr ohne weiteres garantiert sein. Es ist Zeit, hier Zielvorgaben zu definieren und zu verankern.“, meint Eigenbauer abschließend.