

# Entwicklung von Szenarien einer vollständig erneuerbaren Energieversorgung mit räumlich und zeitlich hoch aufgelöster Modellierung

Hans Christian Gils, Sonja Simon, Tobias Fichter

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik,  
Systemanalyse und Technikbewertung, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart,  
Tel. 0711-6862-477, [hans-christian.gils@dlr.de](mailto:hans-christian.gils@dlr.de), [www.dlr.de/tt](http://www.dlr.de/tt)

## Kurzfassung:

Dieser Beitrag bietet Einblick in die Entwicklung und Anwendung einer Methodik zur Ermittlung von normativen Energieversorgungsszenarien. Im Fokus steht dabei eine sektorenübergreifende Betrachtung von Transformationspfaden hin zu einer überwiegend oder vollständig auf erneuerbaren Quellen basierenden Energieversorgung. Durch Anwendung des zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Energiesystemmodells REMix wird der kostenminimale Kraftwerkspark, sowie der Bedarf an Speichern und Netzen im Zieljahr 2050 ermittelt, und die Wechselwirkung verschiedener Technologien und Sektoren analysiert. Die REMix-Ergebnisse bilden die Grundlage für die Ableitung eines Transformationspfades mit dem Simulationsmodell MESAP-PlaNet. Die so erweiterte Methodik wird hier in zwei Fallstudien für die Kanarischen Inseln und Brasilien angewendet.

**Keywords:** Energieszenarien, Energiesystemmodellierung, Erneuerbare Energie, REMix, Kanarische Inseln, Brasilien

## 1 Motivation

Um eine deutliche Senkung des Treibhausgasausstoßes zu erreichen, muss die heute überwiegend auf der Verbrennung von fossilen Brennstoffen basierende Energieversorgung umgestellt werden. Im Fokus steht dabei die Nutzung erneuerbarer Ressourcen, und insbesondere Wind- und Solarenergie.

Szenarien der Entwicklung von Energiebedarf und -bereitstellung bieten Leitlinien für die Ausgestaltung zukünftiger Versorgungssysteme, einschließlich der zu beschreitenden Transformationspfade. Ziel der in diesem Beitrag vorgestellten Arbeiten ist die modellgestützte Entwicklung von Szenarien einer vollständig auf erneuerbaren Energien (EE) basierenden Energieversorgung. Dabei erfolgt eine sektorenübergreifende Bewertung der Bereitstellung von Strom, Wärme und Mobilität.

## 2 Methodische Vorgehensweise

Für die Szenarientwicklung werden die beiden Energiesystemmodelle MESAP-PlaNet [1] und REMix [2] eingesetzt (siehe Abbildung 1). Mit MESAP-PlaNet erfolgt eine Bilanzierung von Energiebedarf und -bereitstellung über den gesamten Untersuchungszeitraum. Dabei werden Effizienzpotenziale ebenso berücksichtigt wie die Potenziale erneuerbarer Energien. In das Modell fließen die Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung als zentrale Treiber des Energiebedarfs ein, sowie umfangreiche techno-ökonomische Daten der betrachteten

Technologien zur Deckung dieses Bedarfs. MESAP-PlaNet simuliert die Entwicklung des Energiesystems vom heutigen Zustand bis zu einem Zieljahr 2050 auf Basis jährlicher Energiebilanzen. Dabei kommt ein zielorientierter, sogenannter back-casting-Ansatz zur Anwendung. Modellergebnisse sind Transformationspfade, einschließlich Stromkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energieversorgung. Einen Einblick in die Anwendung von MESAP geben frühere Studien zu Transformations Szenarien weltweit und für Deutschland. [3,4,5].

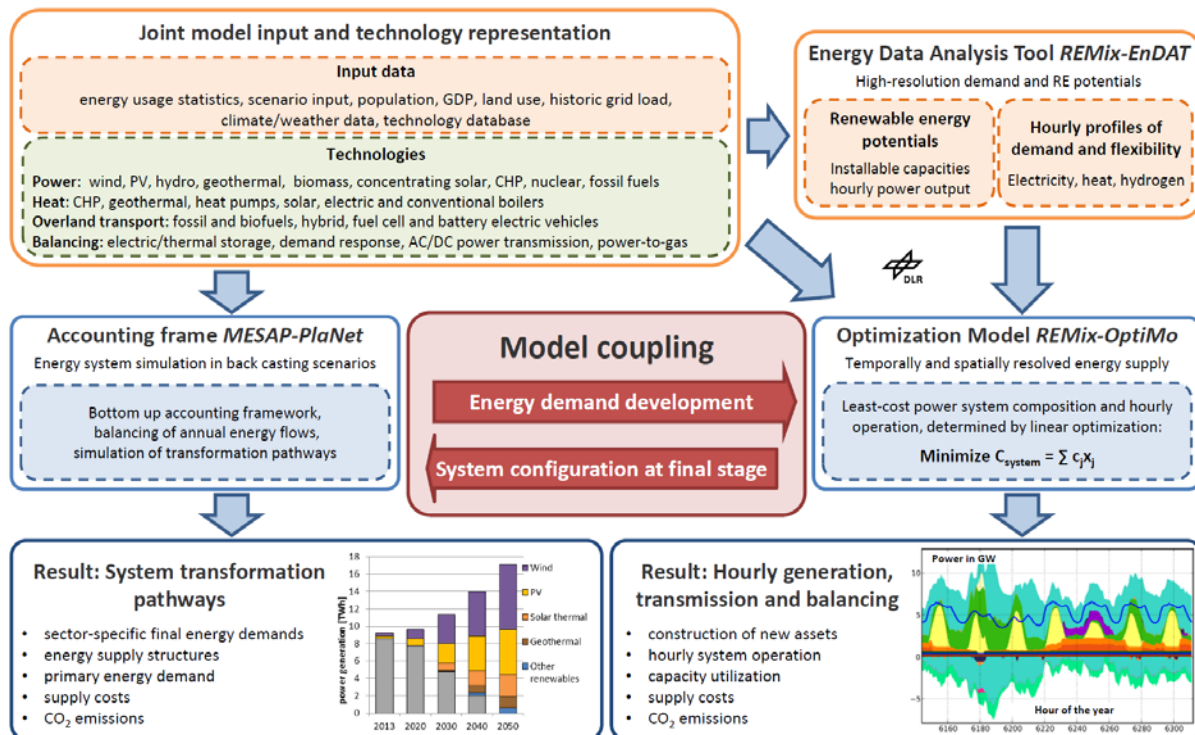


Abbildung 1: Methodik der Szenarientwicklung durch Verknüpfung der Modelle MESAP und REMix

Die in MESAP-PlaNet ermittelten Energiebedarfe für das Jahr 2050 gehen aufgelöst nach Anwendung in das räumlich und zeitlich hoch aufgelöste, kostenminimierende Energiesystemmodell REMix ein. REMix bietet eine vereinfachte Abbildung des Stromversorgungssystems einschließlich der wesentlichen Kopplungen zu andere Sektoren. Diese umfassen KWK, elektrische Wärmeerzeugung, Batterieelektromobilität, industrielles Lastmanagement, sowie die Erzeugung, Speicherung und ggf. Rückverstromung synthetischer Brennstoffe. Das Modell ist als lineares Problem formuliert, die zu minimierende Zielfunktion sind die Systemkosten aus Sicht eines zentralen volkswirtschaftlichen Planers. REMix ist in GAMS implementiert und wird üblicherweise mit dem CPLEX-Solver gelöst. Eine detaillierte Modellbeschreibung ist in [2] enthalten. In REMix erfolgt unter Berücksichtigung der installierbaren Leistungen und stündlichen Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien eine Bewertung der kostenminimalen Auslegung und des Betrieb des Versorgungssystems. In den hier beschriebenen Fallstudien liegt ein besonderer Fokus auf dem modellendogenen Zubau von Wind- und Solarkraftwerken im Zieljahr 2050. Darüber hinaus wird auch der Bedarf nach zusätzlichen Stromübertragungsleitungen und Speichern bewertet. REMix-Anwendungen mit unterschiedlichem geographischem und technologischem Fokus wurden in früheren Veröffentlichungen beschrieben, darunter [2,6-10]. In den hier vorgestellten Modellanwendungen berücksichtigt MESAP-PlaNet die REMix-

Ergebnisse für das Jahr 2050 als Zielpunkt der Systemtransformation. Dadurch kann erstens die in MESAP-PlaNet abgebildete Stromversorgung hinsichtlich eines stündlichen Abgleichs von Bedarf und Erzeugung validiert werden. Zweitens erlauben die Optimierungsergebnisse eine Anpassung der Transformationspfade an minimierte Stromgestehungskosten. Und schließlich gibt REMix Auskunft über zusätzlich benötigte Speicher- und Netzinfrastruktur, welche im MESAP-PlaNet nicht abgebildet sind.

### 3 Daten und Szenarien

Dieser Beitrag stellt die Anwendung der Szenariomethodik aus Abschnitt 2 auf die Kanarischen Inseln und Brasilien vor. Eine umfassende Dokumentation der jeweiligen Modelleingangsdaten erfolgte in [10] bzw. [11-13]. Der folgende Überblick fasst die zentralen Annahmen zusammen. Zukünftige Entwicklungen der Bevölkerung, des Bruttoinlandsprodukts und der Effizienz werden verschiedenen nationalen und internationalen Studien entnommen und wo nötig bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Die EE-Potenziale basieren, wo vorhanden, auf detaillierten nationalen Studien, oder werden mit dem globalen Ressourcenanalyseprogramm in REMix quantifiziert [14]. Für den zeitlich aufgelösten Strombedarf kann auf gemessene stündliche Profile der Netzlast zurückgegriffen werden.

Aufgrund der geringen Fläche und vielfältiger Nutzungskonkurrenzen ist die installierbare Leistung von Photovoltaik (PV), konzentrierender Solarkraft (Concentrated Solar Power, CSP) und Windkraft auf den Kanarischen Inseln stark limitiert. Durch im Jahresmittel hohe Solareinstrahlung und Windgeschwindigkeiten ist die Qualität der Potenziale hingegen gut. Biomasse und Laufwasserkraft sind ebenfalls in nur sehr geringem Maße erschließbar, aufgrund der vulkanischen Aktivität besteht jedoch ein gutes Potenzial für eine geothermische Stromerzeugung. In den küstennahen Gewässern können Wellenenergie und Windkraft genutzt werden, wobei für letztere wegen der großen Meerestiefe vor allem schwimmende Anlagen eingesetzt werden müssen. Aufgrund der geringen Potenziale wird der Ausbau von Wasser-, Wellen- und Geothermie-Kraftwerken, sowie Biomasse-KWK nicht mit REMix optimiert sondern exogen vorgegeben. Im Gegensatz dazu wird die Anlagenleistung von Wind-, PV- und CSP-Kraftwerken Ergebnis der Optimierung. Die zahlreichen vorhandenen Wasserspeicher auf den Inseln bieten ein gewisses Potenzial für die Installation von Pumpspeichern. Als Lastmanagementoptionen werden hier vor allem das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen, sowie der durch Speicher flexibilisierte Betrieb von Umkehrosmose-Meerwasserentsalzungsanlagen und Wasserstoffelektrolyseuren in Betracht gezogen. Durch den relativ geringen Abstand zwischen den Inseln von maximal etwa 160 km ist der Bau von Unterseekabeln prinzipiell denkbar und teilweise auch schon realisiert. Eine besondere Herausforderung für die netztechnische Verbindung der Inseln liegt dabei in der teilweise sehr großen Meerestiefe und dem schwierigen Meeresgrund. So können mit den heute verfügbaren Technologien nur Verbindungen zwischen Lanzarote und Fuerteventura, zwischen Gran Canaria und Fuerteventura, sowie zwischen Teneriffa und La Gomera realisiert werden. Um auch den Stromtransport auf den Inseln zu betrachten, werden die beiden größten – Teneriffa und Gran Canaria – im REMix-Modell in zwei Regionen unterteilt (siehe Abbildung 2).

Wie nur wenige Länder der Welt kann Brasilien auf umfangreiche Potenziale verschiedener EE-Ressourcen zurückgreifen. Dazu zählen nicht nur die heutigen Pfeiler der

Energieversorgung, Wasserkraft und Biomasse, sondern auch Wind- und Solarkraft. Folglich liegt der Fokus der Szenarienentwicklung weniger auf der Frage, ob eine vollständig erneuerbare Versorgung überhaupt möglich ist, sondern vielmehr daraus, wie diese am kostengünstigsten zur umzusetzen ist. Gemäß unserem Szenario ist – anders als auf den Kanarischen Inseln – aufgrund des hohen Biomassepotenzials eine zukünftige Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors nur in geringem Ausmaß nötig, ebenso wie die Nutzung von aus erneuerbarem Strom erzeugten Brenn- und Kraftstoffen. Zur Bewertung der regionalen Verteilung von Kraftwerken und dem benötigten Netzausbau erfolgt eine Aufteilung von Bedarf und Erzeugung auf sieben Regionen. Darüber hinaus werden drei Netzknoten an großen Wasserkraftwerken, sowie drei Netzverzweigungspunkte betrachtet (siehe Abbildung 7). Der heutige Bestand an Wasserkraftwerken wird wie die sich bereits in Bau befindlichen Anlagen auch für die Zukunft als vorhanden vorausgesetzt. Ein modellendogener Zubau von Wasserkraftwerken ist in dem Rahmen möglich, in dem bereits heute mittel- und langfristige Pläne für Staudämme bestehen [11].

Um die Rolle einzelner zentraler Technologien gesondert zu bewerten, werden verschiedene Szenarien der Technologieverfügbarkeit in Betracht gezogen. Im Falle der Kanarischen Inseln liegt der Fokus dabei auf dem Stromnetz und Lastmanagement. So wird im Szenario *DR-* analysiert, welche Auswirkungen es hätte, wenn ein Lastmanagement von Elektrofahrzeugen und Entsalzungsanlagen nicht genutzt werden könnte, während in Szenario *Grid+* davon ausgegangen wird, dass Technologien zur netztechnischen Verbindung aller Inseln zur Verfügung stehen. In der Fallstudie für Brasilien liegt der Fokus hingegen auf der Stromerzeugung in Wasserkraftwerken, sowie der installierten PV-Leistung. In Szenario *Red-Inflow* wird von einem pauschal um 25% reduzierten Zufluss zu Wasserkraftwerken ausgegangen, in Szenario *PV-Plan* werden gemäß aktueller politischer Planung 100 GW an installierter PV-Leistung in 2050 als vorhanden angenommen. Diese werden überwiegend in den bevölkerungsreichen Regionen im Südwesten und Süden des Landes platziert.

## 4 Modellergebnisse

Die Ergebnisse der Modellierung zeigen den kostenminimalen Anlagenpark für die Stromerzeugung im Zieljahr, sowie die Entwicklungspfade zu einer vollständig erneuerbaren Energieversorgung auf. Die folgende Ergebnisdarstellung konzentriert sich auf die Ergebnisse der zeitlich und räumlich hoch aufgelösten REMix-Optimierungen für den Stromsektor im Jahr 2050. Weitere Ergebnisse können [10-13] entnommen werden.

Aufgrund der verschiedenen Verfügbarkeit von EE-Potenzialen ergeben sich für die beiden Untersuchungsgebiete strukturell stark voneinander abweichende Versorgungssysteme. Diese werden im Folgenden für die Kanarischen Inseln und Brasilien getrennt voneinander beschrieben.

### 4.1 Kanarische Inseln

Da Wasserkraft und Biomasse nur in sehr geringem Ausmaß vorhanden sind, muss die Energieversorgung auf den Kanarischen Inseln überwiegend auf Wind- und Solarenergie basieren (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3). Dabei werden die Potenziale für PV und

Windkraft an Land auf fast allen Inseln vollständig ausgeschöpft. Um den Bedarf zu decken und in allen Stunden des Jahres gesicherte Leistung verfügbar zu haben, muss ergänzend auf Windkraftanlagen auf dem Meer, sowie die Rückverstromung von Wasserstoff zurückgegriffen werden. Die weiteren Technologien – Geothermie, Wellenenergie, Laufwasserkraft und Biomasse-KWK – tragen nur in sehr geringem Maße zur Stromversorgung bei (siehe Abbildung 5).

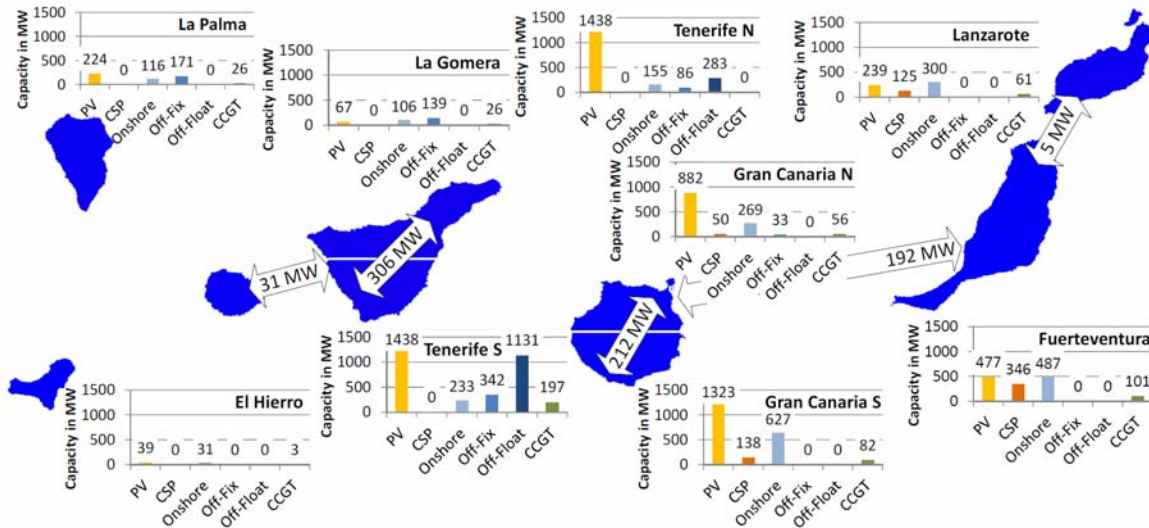


Abbildung 2: REMix-Ergebnisse der installierten Kraftwerks- und Übertragungsleistungen auf den Kanarischen Inseln für das Zieljahr 2050. Dargestellt ist das Basisszenario RE Base.

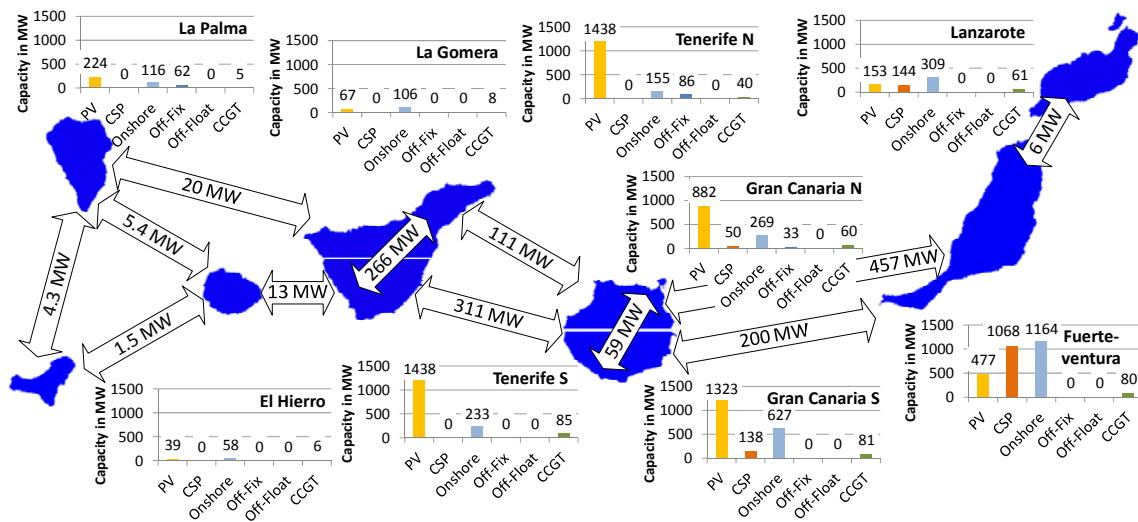


Abbildung 3: REMix-Ergebnisse der installierten Kraftwerks- und Übertragungsleistungen auf den Kanarischen Inseln für das Zieljahr 2050. Dargestellt ist Szenario Grid+, in dem alle Inseln verbunden werden können.

Zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung werden Pumpspeicher, Batteriespeicher, Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen, sowie flexibilisierte Wasserstoffelektrolyseure, Meerwasserentsalzungsanlagen und elektrische Wärmeerzeugung genutzt. Während sich die Verfügbarkeit von Lastmanagement nur in geringem Ausmaß auf die Versorgungsstruktur auswirkt, ergeben sich durch zusätzliche Netzverbindungen die Möglichkeit zur Ausschöpfung der kostengünstigsten EE-Potenziale (vergleiche Abbildung 2 und Abbildung 3). So können die CSP- und Windpotenziale auf Fuerteventura in deutlich

höherem Maße ausgeschöpft, und auf die verhältnismäßig teuren schwimmenden Windkraftanlagen verzichtet werden. Auch feste Windkraftanlagen im Meer und Wasserstoffrückverstromung kommen in geringerem Maße zum Einsatz. Entscheidend ist dabei in erster Linie die Netzverbindung zwischen den beiden größten Inseln Teneriffa und Gran Canaria. Mit der veränderten Erzeugungsstruktur geht eine wesentliche Reduktion der Versorgungskosten einher. Die auf den Bedarf bezogenen Stromerzeugungskosten liegen bei 19.5 €/ct/kWh in Szenario *RE Base*, 19.9 €/ct/kWh in *DR-* und 16.6 €/ct/kWh in *Grid+* [10].

Die Rolle der verschiedenen Lastausgleichsoptionen wird in Abbildung 4 dargestellt. Es zeigt sich, dass in allen Szenarien etwa 15% des jährlichen Strombedarfs aus Speichern entnommen oder im Rahmen eines Lastmanagement zeitlich verschoben werden. In Szenario *DR-* wird die fehlende Lastverschiebung durch eine häufigere Nutzung der Pumpspeicher, sowie zusätzliche Batteriespeicher und Wasserstoffrückverstromung kompensiert. Die zusätzlichen Netzverbindungen in Szenario *Grid+* wirken sich nur geringfügig auf Lastmanagement und Pumpspeicher aus, können aber Batteriespeicher vollständig, und auch Wasserstoffrückverstromung zu zwei Dritteln ersetzen. Abbildung 4 zeigt weiterhin die Nettoimporte der betrachteten Modelregionen. Im Falle eines eingeschränkten Netzausbaus fließt der Strom in erster Linie von Fuerteventura und den Sütteilen der Inseln Teneriffa und Gran Canaria in die Nordteile von Teneriffa und Gran Canaria. Mit knapp 5 TWh betrifft dies etwa 25% des Strombedarfs. In Szenario *Grid+* wächst die Menge des Importstroms deutlich an, und Fuerteventura entwickelt sich zum wichtigsten Exporteur.

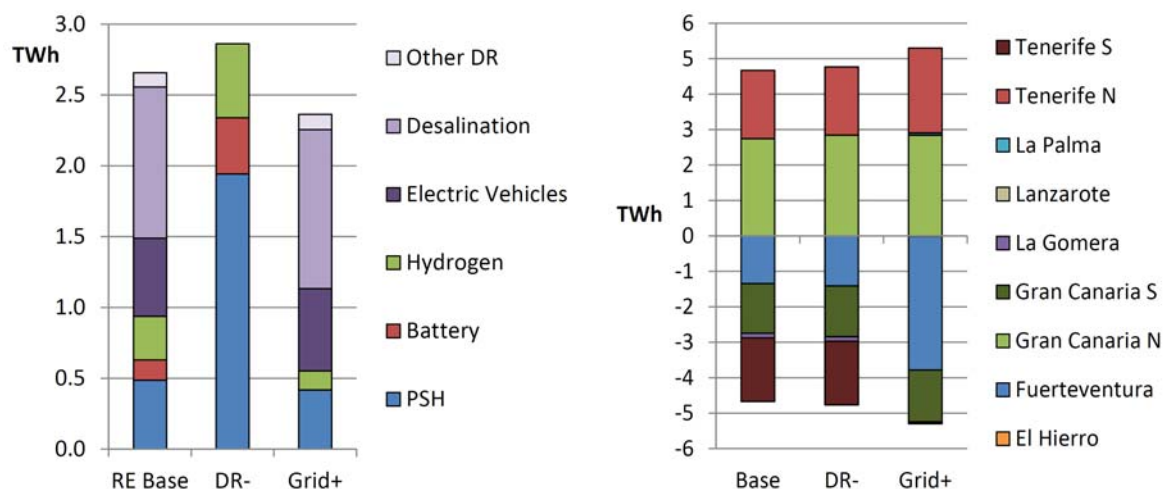


Abbildung 4: REMix-Ergebnisse des Einsatzes von Stromspeichern und Lastmanagement (links), sowie des Imports (positive Werte) und Exports (negative Werte) von Strom (rechts).

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung und Stromerzeugung im Verlauf des mit MESAP bestimmten Transformationspfades. Dieser weist eine starken Zubau von Wind- und PV-Anlagen bereits in den kommenden Jahren, besonders aber nach 2020 aus um die vollständige Transformation bis 2050 zu erreichen. Der Zubau von CSP-Kraftwerken beginnt in der nächsten Dekade, und nimmt nach 2030 deutlich an Fahrt auf. Dieser Zubau ermöglicht es, die Stromerzeugung aus Ölkraftwerken bis 2030 auf die Hälfte, bis 2040 auf ein Viertel und bis 2050 auf null zu reduzieren.

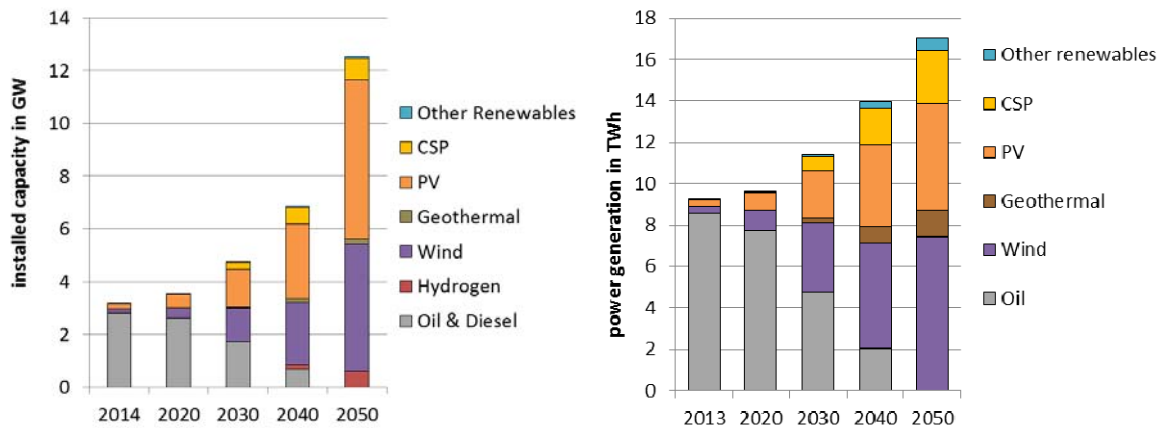


Abbildung 5: Entwicklungspfad für die installierte Stromerzeugungsleistung (links) und Stromerzeugungsstruktur (rechts) auf den Kanarischen Inseln in Szenario RE Base.

### 4.2 Brasilien

Die derzeitige Stromversorgung mit über 80% Wasserkraft stellt eine völlig andere Ausgangssituation dar. Auch langfristig erweist sich aufgrund der umfangreichen Wasserkraft- und Biomasse-Potenziale ein völlig anders zusammengesetzter Kraftwerkspark als kostenoptimal (siehe Abbildung 6). Der heutige Park an Wasserkraftwerken wird um etwa 90 GW an Wind-, und über 100 GW an Solarkraftwerken ergänzt. Trotz der Berücksichtigung umfangreicher Potenziale erfolgt hingegen kein Zubau von Wasserkraftwerken. Bei Optimierung der PV-Kapazität ergibt sich mit 74 GW ein deutlich geringerer Wert als der in Szenario *PV-Plan* vorausgesetzte, aktuell geplante Zubau von 100 GW. Unabhängig davon beläuft sich die modellendogene Installation von CSP-Kraftwerken auf etwa 26 GW. Folglich ist die Gesamtleistung aller Kraftwerke in Szenario *RE Base* um gut 20 GW geringer als in *PV-Plan*. Die Berücksichtigung eines um 25% geringeren Zuflusses zu den bestehenden Wasserkraftwerken bewirkt einen höheren Zubau insbesondere von PV- und CSP-Kraftwerken (jeweils +25% gegenüber *RE Base*), aber auch von Windanlagen (+7%). Ein Zubau von Kraftwerken zur Rückverstromung von Wasserstoff erfolgt in keinem der Szenarien, Leistung kann folglich in ausreichendem Maße von Wasser-, Wind-, Solar- und Biomassekraftwerken bereitgestellt werden.

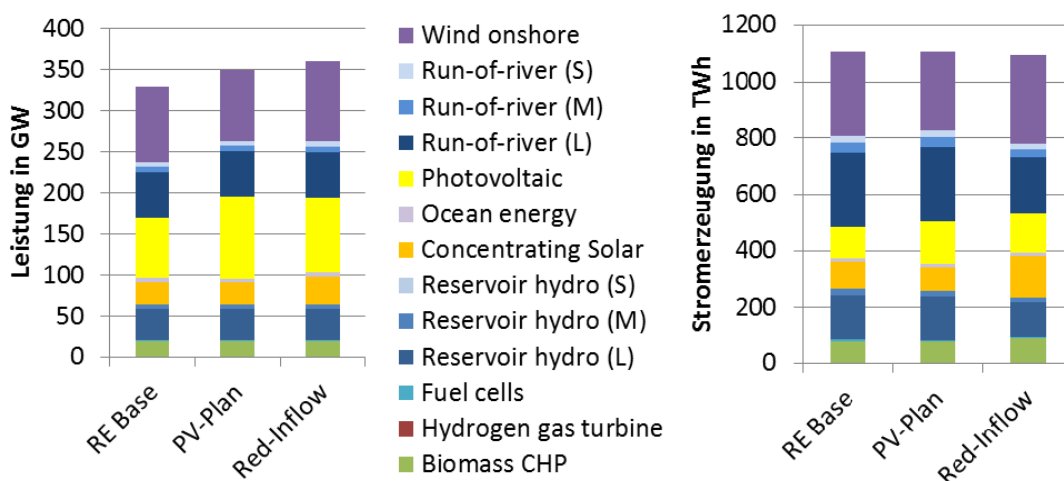


Abbildung 6: REMix-Ergebnisse des Kraftwerksparks (links) und der Stromerzeugung (rechts) in Brasilien für das Zieljahr 2050.

Die heute dominante Wasserkraft stellt im Zieljahr 2050 nur noch etwa 45% des Strombedarfs bereit, und wird ergänzt durch nahezu gleiche Mengen an Wind- und Solarstrom. Biomasse trägt nur etwa 7% der Stromerzeugung bei, und wird in deutlich höherem Maße im Wärme- und Verkehrssektor genutzt [11,12].

Der Vergleich der Szenarien zeigt zudem, dass sich die auf den Bedarf bezogenen spezifischen Kosten des Stromsystems zwischen *RE Base* und *PV-Plan* um weniger als 1% unterscheiden, während sie in *Red-Inflow* um über 8% höher liegen. Mit absoluten Werten zwischen 6.9 €/ct/kWh und 7.5 €/ct/kWh liegen die Kosten deutlich unter dem Niveau der Kanarischen Inseln. Dies ergibt sich vor allem daraus, dass der Ausbau von Netzen, Speichern und einer Wasserstoffinfrastruktur in deutlich geringem Maße benötigt wird.

Auch in Brasilien werden beträchtliche Anteile des Strombedarfs über mindestens eine Regionengrenze transportiert (siehe Abbildung 6). Dies ergibt sich aus der geographischen Verteilung der EE-Potenziale und Wasserkraftwerke, sowie der hohen Konzentration von über der Hälfte des Bedarfs auf die bevölkerungsreichste Modellregion *Sudeste* (siehe Abbildung 7). Diese importiert je nach Szenario bis zu drei Viertel ihres Bedarfs, überwiegend aus der Region *Nordeste* (Windkraft) und *Centro-Oeste* (Wasserkraft).

Anders als auf den Kanarischen Inseln kommen Lastmanagement und Speicher in Brasilien nur in sehr geringem Maße zum Einsatz. Fluktuationen in Bedarf und EE-Erzeugung werden überwiegend durch Speicherwasserkraft, Biomassekraftwerke und das Stromnetz ausgeglichen.

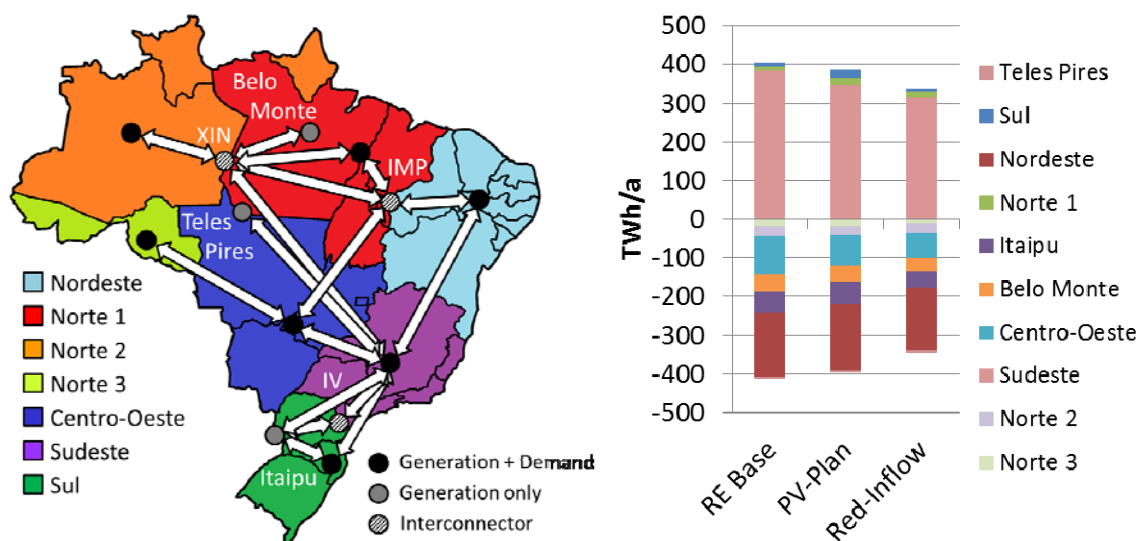


Abbildung 7: REMix-Modellregionen (links), sowie Import (positive Werte) und Export (negative Werte) von Strom (rechts).

Gemäß dem mit MESAP-PlaNet entwickelten Ausbaupfad wird auch im Falle Brasiliens ein deutlicher Zubau von Wind- und PV-Anlagen bereits in den kommenden Jahren benötigt [11,12]. Die PV-Kapazität verdoppelt sich nach 2020 in jeder Dekade, wohingegen sich der Zubau von Windenergieanlagen nach 2030 verlangsamt. CSP-Kraftwerke sind erst nach 2030 in wesentlichen Mengen zuzubauen.



## 5 Diskussion und Schlussfolgerungen

Durch die Kopplung zweier Energiesystemmodelle kann die vorgestellte Methodik einen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung von Versorgungsszenarien leisten. Die REMix-Modellierung in zeitlich und räumlicher hoher Auflösung ermöglicht es, den Bedarf an Speichern und Netzen in Versorgungssystemen mit hohem EE-Anteil zu ermitteln und so die Integrationskosten für fluktuierende EE zu quantifizieren. Durch die Berücksichtigung von Lastmanagement und Sektorenkopplung können zudem auch weitere Flexibilitätsoptionen in ihrem stündlichen Einsatzverhalten analysiert werden. Das in REMix enthaltene, hoch aufgelöste globale Ressourcenarchiv für Wind-, Photovoltaik und CSP ermöglicht es zudem, den tages- und jahreszeitlichen Verlauf der fluktuierenden EE, sowie die Rolle regionaler Unterschiede in Potenzialqualität und Erzeugungscharakteristik zu erfassen. Das MESAP-Modell ermöglicht über das REMix-Modell hinaus eine vollständige Abbildung aller Sektoren, also auch von Wärme und Transport.

Die Ergebnisse der Fallstudien zeigen, dass eine vollständig erneuerbare Energieversorgung in allen Bedarfssektoren auf den Kanarischen Inseln und in Brasilien möglich ist. Entsprechend der Potenziale muss eine diese Versorgung auf den Kanarischen Inseln überwiegend auf Photovoltaik und Windkraft basieren. Deren Stromerzeugung wird im Wärme- und Verkehrssektor teilweise direkt genutzt, und teilweise indirekt durch Rückverstromung von Wasserstoff. Weitere Beiträge zur Wärmeversorgung kommen aus Solarthermie, Geothermie und Biomasse. Zur Stromerzeugung kommen in geringem Maße auch die regelbaren Technologien CSP und Geothermie, sowie die Rückverstromung von Wasserstoff zum Einsatz. Auf den Kanaren erweist sich vor allem die Möglichkeit einer Netzverbindung aller Inseln als ein wesentliches Element zur Reduktion der Stromsystemkosten. Folglich sollten erhöhte Anstrengungen darin fließen, die dafür benötigten Seekabeltechnologien zu entwickeln. Im Vergleich zu den Netzverbindungen kann Lastmanagement in deutlich geringerem Maße zur Beschränkung der Kosten beitragen.

Die REMix-Rechnungen für Brasilien zeigen auf, dass ein Zubau von Wind, PV und CSP langfristig günstiger als der Bau zusätzlicher Wasserkraftwerke ist. Dies ist sicherlich dadurch begünstigt, dass die bestehenden Wasserkraftwerken bereits große Mengen regelbarer Leistung zum Ausgleich fluktuierender Erzeugung bieten, und somit kein Bau zusätzlicher Speicher nötig ist. Die REMix-Analyse zeigt weiterhin, dass die Technologiewahl (Wind, PV, CSP), wie auch die räumliche Verteilung von Kraftwerken nur einen geringen Einfluss auf die Versorgungskosten haben. Dies impliziert, dass die Strategie der Systemtransformation im Stromsektor auf der Grundlage anderer Kriterien, wie z.B. die Ressourcennutzung oder die regionale Entwicklung, gewählt werden kann, ohne dass dies wesentliche Auswirkungen auf die Kosten hat. Anders als auf den Kanarischen Inseln spielen Wasserstoff und EE-Strom im Wärme- und Transportsektor Brasiliens im Szenario nur eine untergeordnete Rolle. Der Energiebedarf beider Sektoren wird überwiegend durch Biomassennutzung gestillt.

**Literatur**

- [1] SevenZone, MESAP 4.11., 2010, <http://www.sevenzone.de/de/technologie/mesap.html>
- [2] Gils, H.C., Scholz, Y., Pregger, T., Luca de Tena, D., Heide, D. (2017) Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. *Energy*, 123: 173-188. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.115>
- [3] Krewitt, W., Simon, S., Graus, W., Teske, S., Zervos, A., Schäfer, O. (2007) The 2°C scenario - A sustainable world energy perspective. *Energy Policy*, 35: 4969-80. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.04.034b>
- [4] Krewitt, W., Teske, S., Simon, S., Pregger, T., Graus, W., Blumen, E., et al. (2009) Energy [R]evolution 2008 - a sustainable world energy perspective. *Energy Policy*, 37: 5764-75. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.08.042>
- [5] Pregger, T.; Nitsch, J., Naegler, T. (2013). Long-term scenarios and strategies for the deployment of renewable energies in Germany. *Energy Policy*, 59: 350-360. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.049>
- [6] Scholz, Y., Gils, H.C., Pietzcker, R. (2016). Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares. *Energy Economics*, in Press. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2016.06.021>
- [7] Gils, H.C. (2016). Economic potential for future demand response in Germany – Modelling approach and case study. *Applied Energy*, 162: 401-415. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.083>
- [8] Cebulla, F., Fichter, T. (2017). Merit order or unit-commitment: How does thermal power plant modeling affect storage demand in energy system models? *Renewable Energy*, 105: 117 – 132. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.043>
- [9] Fichter, T., Soria, R., Szklo, A., Schaeffer, R., Lucena, A.F.P. (2017) Assessing the Potential Role of Concentrated Solar Power (CSP) for the Northeast Power System of Brazil Using a Detailed Power System Model. *Energy*, 121: 695-715. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.012>
- [10] Gils, H.C., Simon, S. (2017) Carbon neutral archipelago – 100% renewable energy supply for the Canary Islands, *Applied Energy*, 188: 342-355. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.023>
- [11] Rodrigues, L. A., R. Baitelo, R. Nitta, S. Simon, H. C. Gils, et al. (2016). Energy [R]evolution - For a Brazil with 100% clean and renewable energy. M. Yamaoka and T. Herrero, Greenpeace Brazil.
- [12] Simon, S., Naegler, T., Gils, H.C. (2017). Transformation towards a renewable energy system in Brazil and Mexico – an overview of technological and structural options for Latin America, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, submitted for publication.
- [13] Gils, H.C., Simon, S., et al. (2017). 100% renewable energy supply for Brazil – the role of water shortage and regional development, *Energy Strategy Reviews*, in preparation.
- [14] Stetter, D. (2014) Enhancement of the REMix energy system model: global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation. PhD thesis, University of Stuttgart; 2014, <http://dx.doi.org/10.18419/opus-6855>