

TheronSight 01/2011

Versteckte Risiken im Geschäft der
deutschen Energieversorger

Hidden Business Risks of Germany's
Energy Suppliers



TheronSight 01/2011

„An industry flying blind“

Political decisions create substantial hidden risks for the business of energy suppliers

Page 15



„Blindflug einer Branche“

Politische Entscheidungen schaffen erhebliche versteckte Risiken im Geschäft der Energieversorger

Fast die gesamte deutsche Energiewirtschaft setzt auf einen starken, ungebrochenen Trend, der schon kurz- bis mittelfristig Werte weg von konventionellen, zentralen hin zu regenerativen, dezentralen Erzeugungsstrukturen verlagern wird. Darauf sind die Strategien fast aller deutschen Energieversorger heute ausgerichtet. Anders als in vielen anderen Branchen wird jedoch der Trend in der Energiewirtschaft nicht von Technologie-Entwicklungen, Marktanforderungen oder Ressourcenknappheit getrieben, sondern fast ausschließlich von politischen Entscheidungen im Rahmen der Staats-, Klima- und Geopolitik. Diese Art von Veränderungstreiber sind typischerweise sehr unsicher und können vor allem in politisch bewegten Zeiten, wie wir sie im Moment erleben, auch schnell zu einer grundlegenden Trendumkehr führen.

Es ist fraglich, ob die Stromerzeuger auf dieses Risiko ausreichend vorbereitet sind. Die einzig richtige Strategie für eine solche Situation besteht darin, Handlungsspielräume und Optionen zu schaffen. Andernfalls schlummert hier ein hohes Potenzial für „nachhaltige“ Wertvernichtung!

I. Beispielloser Umbruch einer Branche

In der Vergangenheit war die Branche der Energieversorger in Deutschland, wie auch in den meisten übrigen Ländern Europas, ein eher geruhsamer Platz. Gesetzliche Gebietsmonopole und faktische Rohstoff-Oligopole sorgten für hochgradige Konstanz im Geschäftssystem der integrierten Verbundunternehmen, wie sie sonst nur in den Sektoren der staatlichen Daseinsvorsorge zu finden ist. Diese Zeiten sind jedoch vorbei. Eine schrittweise, aber letztendlich durchgreifende Deregulierung der Branche seit Anfang dieses Jahrtausends hat dafür gesorgt, dass in großen Teilen der Wertschöpfungskette die hochgradige Planungssicherheit der Vergangenheit einer grundlegenden Ungewissheit über die Zukunft gewichen ist.

Dieser beispiellose Umbruch der Energiebranche wird primär von politisch motivierten Treibern bestimmt. Die Bevorzugung sogenannter klimaneutraler Technologien führt heute im Großen und Ganzen zu einer drastischen Wertverschiebung von fossiler zu regenerativer Energieerzeugung. Sie hat dadurch einen wesentlichen Einfluss auf die Kraftwerksportfolien der Energieversorger.

(i) Am Gängelband der Politik

Der Wettbewerb hat in die deutsche Energiewirtschaft Einzug gehalten. Allerdings besteht im Vergleich zu den meisten anderen Branchen der Wirtschaft in der Energieversorgung ein wesentlicher Unterschied: Die Treiber für die größten Risiken im Geschäft sind fast ausschließlich politischer Natur.

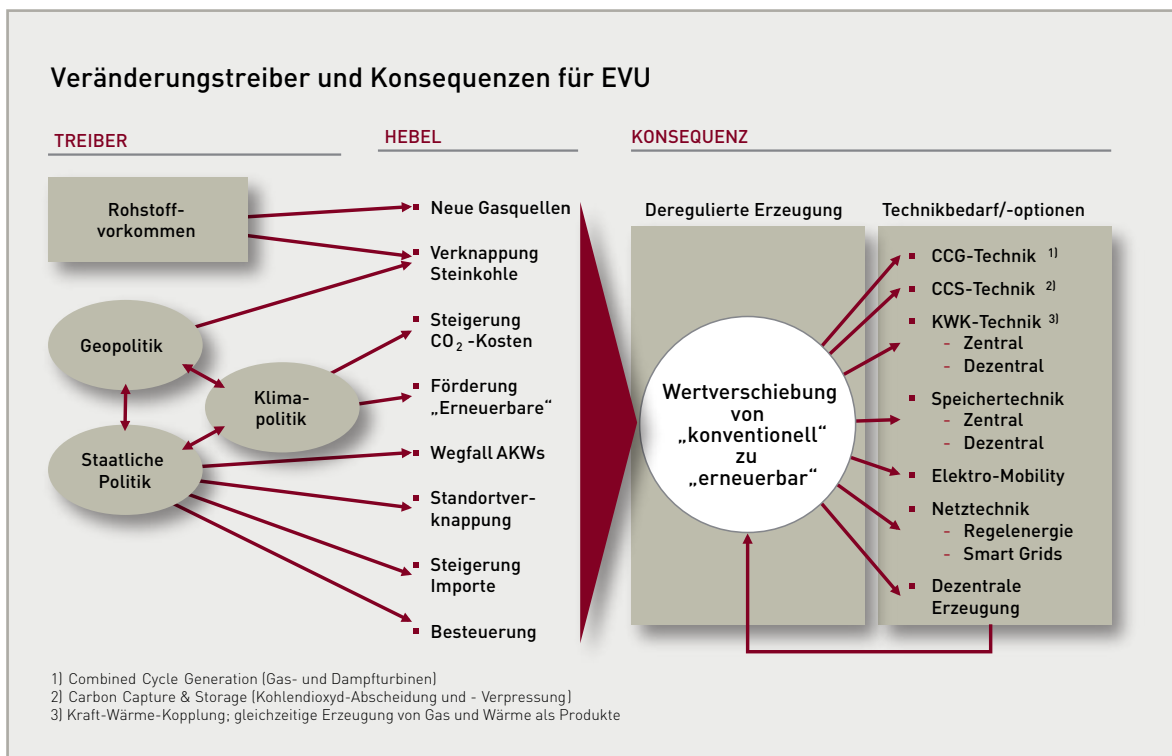
Die relevanten politischen Strömungen finden ihren Niederschlag in drei Feldern der Politik:

- **Geopolitik:** Geopolitik befasst sich mit den Machtverhältnissen der Welt. Sie schafft den Rahmen, in dem sich die Klimapolitik auf globaler, regionaler und nationaler Ebene bewegt. Gerade in Zeiten einer Wirtschaftskrise wird deutlich, wie aufkommender Protektionismus auf unterschiedliche Art auf die Energieversorgungsbranche Einfluss nimmt. Exportbeschränkungen für wertvolle Rohstoffe und die Verweigerung gegenüber bzw. das Ausscheren aus global vereinbarten Klimazielen – wie jüngst in Australien, in Kanada und in den USA zu beobachten – führen zu erheblichen Verzerrungen der Wettbewerbsfähigkeit ganzer Volkswirtschaften mit unabsehbaren Folgen.
- **Klimapolitik:** Der Klima-Imperativ steht zurzeit sehr hoch auf der politischen Agenda, wie insbesondere auch die „20-20-20“-Ziele der EU zeigen. Anthropogene Spurengase stehen im Verdacht, zu einer unnatürlichen Erwärmung des Erdklimas beizutragen. Die Klimadebatte, die seit etwa 30 Jahren geführt wird, mündet derzeit in ehrgeizig formulierten Zielen zur Reduzierung der Spurengasemissionen. Mittels globaler multilateraler Abkommen wird – vornehmlich in der westlichen Welt – stark in Richtung einer Verteuerung der Energie, die aus fossilen Primärenergieträgern gewonnen wird, gesteuert.
- **Nationale Energiepolitik:** Eine sich ausbreitende, von politischen Gruppierungen forcierte Technikabkehr sorgt für die drastische Verknappung wichtiger Ressourcen, wie Kraftwerksstandorte, Transporttrassen für Leitungsnetze, oder ganzer einzelner Schlüsseltechnologien wie die Kernkraft. Hinzu kommt das Bestreben des Staates, in Zeiten leerer Kassen „ungerechtfertigte“ Gewinne über Zusatzsteuern abzuschöpfen. Laufzeitbeschränkungen von Kernkraftwerken und die Brennelementesteuer sind aktuelle konkrete Beispiele für solche politischen Entscheidungen. Sie laufen der eigentlichen Intention der Stärkung des Wettbewerbs zuwider, indem sie die Attraktivität der Branche künstlich stark verringern.

(ii) Wertverschiebung zwischen fossiler und regenerativer Energieerzeugung

Diese politischen Treiber und die daraus induzierten Veränderungstrends bewirken letztlich eine erhebliche Wertverlagerung von den zentralen Erzeugungsanlagen mit konventionellen Brennstoffen zu dezentralen Anlagen der erneuerbaren Energien (vgl. Schaubild 1).

Schaubild 1



In der Vergangenheit wäre der entstehende Entscheidungsbedarf, der aus dieser Verschiebung bei den Versorgern entsteht, eher bürokratisch abgewickelt und eventuelle Mehrkosten über höhere Preise risikolos an die Kunden weitergegeben worden. Im heute weitgehend deregulierten Geschäft sind die Treiber aber mit Konsequenzen für die Wettbewerbsposition verbunden. Die Energieversorger müssen sich mit Sorgfalt auf die veränderte Wertschöpfung einstellen.

(iii) Veränderung der Wertschöpfung

Die Geschäftsmodelle der Energieversorger sind zum Teil noch geprägt von der Versorgungssicherheit als Oberziel. Strom fließt quasi wie der Verkehr in einer Einbahnstraße vom Erzeuger zum Endkunden und wird mittels simpler „all you can eat“-Preismodelle abgerechnet. Die heutige Erzeugerstruktur – der Kern der Wertschöpfung – ist im Wesentlichen durch Großkraftwerke, die in der Nähe großer Wirtschaftszentren angesiedelt sind, gekennzeichnet.

Die jetzt auftretenden Veränderungstreiber eröffnen zahlreiche Chancen für Innovationen in diesem Geschäftssystem. Sie stellen damit natürlich für die Wettbewerber auch Herausforderungen dar (vgl. Schaubild 2).

Schaubild 2

Schlüsseltrends und Veränderungsbedarf in der Energieversorgung

VERÄNDERUNGSTREND STROM-BRANCHE DEUTSCHLAND

Steuerkosten ¹⁾	Förderung Erneuerbare Energie	Begrenzung Kernenergie	Verfügbarkeit Steinkohle	Verfügbarkeit Erdgas	Standortverknappung KW	Standortverknappung Trassen	ZUNEHMENDER BEDARF AN ...
↑		↑	↓	↓	↑		... Kraftwerke-Effizienz ²⁾
	↑	↑					... Netzkapazität
	↑					↑	... Speicherkapazität (zentral, dezentral)
↑		↑			↑	↑	... Stromimport
↑	↑	↑			↑	↑	... Dezentrale Erzeugung
	↑					↑	... „Intelligenter“ Netzbetrieb (Regelenergie, Smart Grids)
↑	↑						... Elektrifizierung ³⁾

¹⁾ CO₂-Zertifikate, Brennelementesteuer, EEG, Stromsteuer
²⁾ Inkl. CCG, CCS, Retrofit („Ramp Capability“, Ausbringung)
³⁾ Vor allem Wärmepumpenstrom, Elektro-Mobilität

↑ Stark positive Wirkung ↑ Schwach positive Wirkung
↓ Stark negative Wirkung ↓ Schwach negative Wirkung

Dieser Veränderungsbedarf im Geschäftssystem trifft insbesondere die „Incumbents“ in der Strom-Branche. Die wesentlichen Veränderungstrends entfalten ihre Wirkung in erster Linie auf das Kraftwerksportfolio der Stromerzeuger und auf das Netzgeschäft der Übertragungsnetzbetreiber.

Die wichtigsten Treiber und ihre Konsequenzen sind:

- Besteuerung fossiler Brennstoffe:** Die deutsche Klimapolitik hat ehrgeizige CO₂-Reduktionsziele (d.h. um 40 Prozent bis zum Jahr 2020 und um 80 Prozent bis zum Jahr 2050 bezogen auf das Basisjahr 1990) spezifiziert, die zu einer Steigerung der CO₂-Kosten von 25 EUR/t in 2010 auf 35 EUR/t in 2020 führen werden. Steigende CO₂-Kosten haben unmittelbar wesentliche Auswirkungen auf das Kraftwerksportfolio, da CO₂-emittierende Kraftwerke wirtschaftlich unattraktiver werden. Vor allem Braunkohlekraftwerke verlieren drastisch an Wert, da aufgrund des „Merit Order“-Mechanismus Kostensteigerungen im Grundlastbereich nicht an die Kunden weitergegeben werden können.

Der Effekt kann höchstens teilweise durch die Entwicklung und den Einsatz neuer Technologien (z.B. CCS - und KWK -Technologie) kompensiert werden. Ein „Windfall Profit“ entsteht allerdings für diejenigen Unternehmen, die neben fossilen Kraftwerken auch Kernkraftwerke betreiben. Denn die Durchschnittserlöse von Kernkraftwerken werden spürbar erhöht, da sie im Grundlastbereich operieren.

- Besteuerung und Laufzeitbegrenzung Kernkraftwerke:** Ähnlich wie die Förderung der erneuerbaren Energien folgt die Besteuerung der Kernkraftkosten dem Bestreben, Technologiepolitik umzusetzen. Treiber für diesen Veränderungstrend ist die nationale Politik. Die politische Situation in Deutschland erschwert derzeit den weiteren Ausbau und den Betrieb von Kernenergie-Erzeugungskapazitäten. Neben einem De-facto-Ausbaustopp sind Lauf-

zeitbeschränkungen und weitere Kostenbelastungen durch Steuern oder Kostenbeiträge, wie z.B. für die Endlagerung, zu erwarten. Die Auswirkungen dieses Veränderungstrends auf das Kraftwerksportfolio sowie die sich daraus ergebenden Konsequenzen sind klar. Die Brennelementesteuer als prominentester Vertreter der politischen Entscheidungen führt ähnlich wie die CO₂-Kosten zu einer Abschöpfung der Gewinne aus dieser „Asset-Klasse“. Die Kosten der Brennelementesteuer können nicht an die Kunden in vollem Umfang weitergegeben werden, da Kernkraftwerke fast ausschließlich im Grundlastbereich arbeiten. Dadurch verlieren Kernkraftwerke in erheblichem Umfang an Wert.

- **Erneuerbare Energien: Auch hier ist der Treiber die Klimapolitik.** Der Einsatz von erneuerbaren Energien wird massiv mit dem Ziel gefördert, dass im Jahr 2020 ca. 30 Prozent der Energieerzeugung auf erneuerbaren Energien basiert. Die Auswirkung dieses Veränderungstrends auf das Kraftwerksportfolio findet in Form einer Verringerung der durchschnittlichen Grenzkosten im Lastmarkt statt. Denn „Must-Run“-Kapazität wirkt wie ein Nachfragerückgang für alle anderen Erzeugungsanlagen. Die Konsequenzen sind:

 - *Zunahme Netzkapazitätsbedarf und integriertes Netzbetriebsmanagement* in Form steigenden Regelenenergiebedarfs und intelligenten Lastmanagements („Smart Grid“). Der Ausbau der Transportnetzkapazitäten ist sowohl für den Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, der zunehmenden dezentralen Erzeugung als auch für einen europaweiten Stromhandel notwendig. Europa muss damit de facto zu einer „Kupferplatte“ werden. Für das effektive und aktive Management der fluktuierenden und volatilen Erzeugungskapazitäten sind „intelligente“ IT- und kommunikationsunterstützte, bidirektionale Netze erforderlich. Damit erfolgt auch eine Verschiebung der „Intelligenz“ von den „Transmission Grids“ zu den „Distribution Grids“.
 - *Zunahme Speicherkapazitätsbedarf* zum Ausgleich zwischen volatiler Stromangebot und schwankender Nachfrage. Ein Ausbau der Speicherkapazität in Form von Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftkraftwerken oder Hochleistungs-Akkus wird unabdingbar. Speicher sind neben „Smart Grids“ der wesentliche Hebel zur Ausbalancierung der Spitzen und Senken in der Erzeugung auf der einen Seite und der Nachfrage auf der anderen Seite.
 - *Zunahme dezentrale Erzeugung* unter Nutzung neuer Technologien wie z.B. Mini-KWK. Dezentrale Erzeugungs- und Anwendungstechnologien werden zunehmend an Bedeutung gewinnen. Dies gilt sowohl für die erneuerbaren Energien als auch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme. Dies führt unmittelbar zu einer steigenden Nachfrage nach modernen Energiedienstleistungen („Contracting“).
- **Steinkohleverfügbarkeit:** Dieser Veränderungstrend wird sowohl durch die „Geopolitik“ als auch durch die aus der Erschließungseffizienz resultierenden Reichweiten der „Rohstoffvorkommen“ beeinflusst. Steinkohle als Brennstoff birgt aufgrund der weltweit hohen und stetig steigenden Nachfrage Versorgungs- und damit Preisrisiken. Dies hat direkte Konsequenzen für das Kraftwerksportfolio in Form einer höheren Risikoprämie für die Versorgungssicherheit. Eine Kompensation des Portfolio-Effekts kann in erster Linie durch weitere Effizienzverbesserungen der Steinkohlekraftwerke erreicht werden.
- **Erdgasverfügbarkeit:** Die Verfügbarkeit von Erdgasvorkommen ist für Gaskraftwerke ähnlich entscheidend wie Steinkohlevorkommen für Steinkohlekraftwerke. Nehmen die wirtschaftlich erschließbaren Vorkommen im Rahmen von „unkonventionellem“ Erdgas in

Schiefergestein weiter in dem Maße zu wie es in den letzten zehn Jahren zu beobachten war, schnellert der Wert von Gaskraftwerken im Portfolio stark in die Höhe. Die Vermutung von Vorkommen auf deutschem und europäischem Boden wird diese Wirkung noch verstärken.

- **Neubaustandorte für Großkraftwerke:** Der Treiber hierfür liegt ausschließlich in der nationalen Energiepolitik. Politisch sind Standorte für den Bau von Großkraftwerken in Deutschland kaum mehr durchsetzbar, was direkte Auswirkungen auf den Wert eines Kraftwerksportfolios hat.
 - *Spürbarer Wertzuwachs für Altstandorte* mit Nachrüst-, Aufrüst- oder Neubaubedarf.
 - *Mehrbedarf für dezentrale Erzeugung* (wie oben), in der Folge auch lokal begrenzter zusätzlicher Netzkapazitäts- und Steuerungsbedarf sowie zusätzlicher Speicherkapazitätsbedarf.
 - *Mehrbedarf für Netzkuppelstellen* zur Steigerung der Stromimportquoten. Der Stromimportbedarf wird aufgrund des geforderten Einsatzes von erneuerbaren Energien in Verbindung mit den Hürden für den Bau neuer Großkraftwerke weiter zunehmen. Dies wird folgerichtig auch im Energiekonzept der Bundesregierung festgestellt.
- **Übertragungsnetztrassen:** Ähnlich wie neue Kraftwerksstandorte sind neue Transporttrassen – wenn überhaupt – nur nach langen Genehmigungsverfahren verfügbar. Die Konsequenzen sind:
 - *Zunehmender Bedarf für lokale Energiespeicher*
 - *Mehrbedarf für dezentrale Erzeugung* (wie oben), in der Folge auch lokal begrenzter zusätzlicher Netzkapazitäts- und Steuerungsbedarf sowie zusätzlicher Speicherkapazitätsbedarf.

II. Veränderung im Erdrutschtempo

Aus diesen Veränderungstrends ergeben sich zwei Kernfragen:

1. Welche Fähigkeiten muss ein Energieversorger besitzen, um zukünftig in einem eher dezentral organisierten Markt erfolgreich agieren zu können?
2. In welchem Maße verändern sich die Ertragswerte von Anlagen der Energieerzeugung und -übertragung absolut und relativ zueinander, und inwiefern wird daraus ein Umbau des Kraftwerksportfolios erforderlich?

Die erste Frage wird bereits intensiv diskutiert und der Lernprozess in den Organisationen ist schon weit fortgeschritten.

Die zweite Frage allerdings wird trotz ihrer wirtschaftlichen Sprengkraft noch völlig unzureichend beachtet. Denn durch die Verquickung der politischen Strömungen auf den Feldern Geo-, Klima- und Staatspolitik entsteht ein erhebliches Risiko für die Energiewirtschaft. Kippt etwa im Zuge der fortdauernden Weltwirtschaftskrise die geopolitische Balance in Richtung einzelstaatlicher Egoismen, wird dies unmittelbar auf die globale, die regionale und die nationale Klimapolitik durchschlagen. Über den Kampf energieintensiver Branchen um Marktanteile auf den Weltmärkten – Beispiel

Automobilindustrie – wird auch die deutsche Klimapolitik mit hoher Wahrscheinlichkeit von solchen Verschiebungen stark beeinflusst.

Vor dem Hintergrund der Bedeutung der Veränderungstrends für das Geschäftssystem der Energieversorger wird klar, dass eine „business as usual“-Strategie für die Weiterentwicklung des Kraftwerksportfolios keine valide Alternative darstellt. Vielmehr müssen die Energieversorger Methoden und Fähigkeiten entwickeln, effektiv mit dieser Unsicherheit umzugehen.

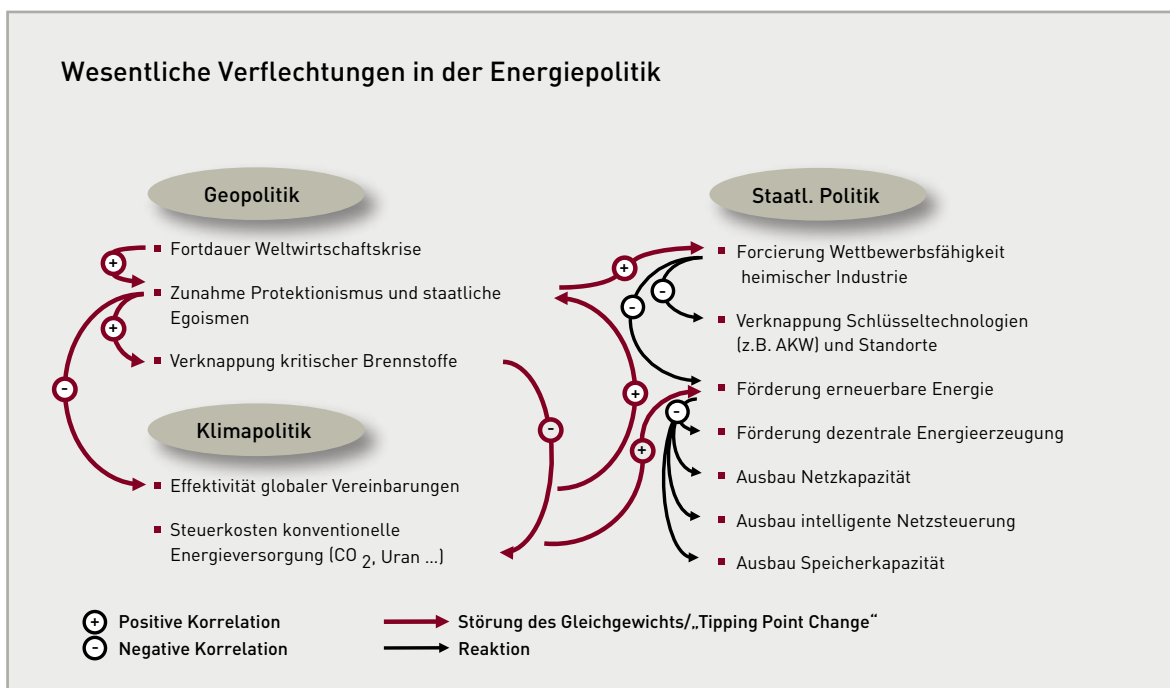
Die Situation wird besonders kritisch, weil solche Veränderungstrends und ihre politischen Treiber zukünftig wie erdrutschartige Ereignisse und nicht mehr mit der Geschwindigkeit von Wanderdünen ablaufen werden. Die Methoden zur Portfolio-Entwicklung sind heute noch nicht in der Lage, die hohe Unsicherheit solcher Rahmenbedingungen angemessen abzubilden. Das kann den Fortbestand selbst der größten Versorgungskonzerne in ihrer heutigen Form gefährden.

Was untermauert diese Behauptung? Es ist die Tatsache, dass die Politik der Haupttreiber dieser Trends ist. Ähnlich wie die Brennelementesteuer oder die angekündigten europäischen Regeln für die Endlagerungskosten von Brennelementen können weitere politische Entscheidungen unerwartet, mit hoher Geschwindigkeit und mit durchschlagender wirtschaftlicher Wirkung auf die Energieversorger zukommen. Denn das Gemisch aus Geopolitik, Klimapolitik und staatlicher Politik stellt in Zeiten wirtschaftlicher Turbulenzen eine nahezu explosive Mischung dar.

(i) Drohende Störung des Gleichgewichts

Geopolitik, Klimapolitik und einzelstaatliche Politik sind hochgradig und vielfältig miteinander verknüpft. Blendet man alle anderen Themen aus und betrachtet man nur die relevanten Treiber der Energiewirtschaft, so ergibt sich bereits auf der obersten Ebene ein interessantes Bild (Schaubild 3).

Schaubild 3



Zwei Aspekte werden deutlich:

1. *Rekursiv selbstverstärkender Trend zwischen Geopolitik, Klimapolitik und staatlicher Politik:* Eine Fortdauer oder ein Wiederaufflackern der Weltwirtschaftskrise fördert Protektionismus und zunehmende staatliche Egoismen – siehe z.B. aufkeimende Währungsstreitigkeiten und Rohstoffkonflikte. Dadurch werden bestehende globale Vereinbarungen zur CO₂-Reduktion ausgehöhlt und weiterreichende Regelungen verhindert. Gleichzeitig steigt der Druck auf die Regierungen, die Wettbewerbsfähigkeit heimischer Industrien zu forcieren. Beides hat auf staatlicher Ebene zwangsläufig eine Energiepolitik zur Folge, die der heute opportunen Förderung erneuerbarer Energie zuwider läuft. Mit ausreichender Sicherheit kann niemand diesen Prozess prognostizieren. Aber vor dem Hintergrund aufkommender Zweifel an der Zweckdienlichkeit radikaler und teurer Maßnahmen zur CO₂-Reduktion hält eine beachtliche Zahl von Experten diese Möglichkeit für mindestens gleich wahrscheinlich wie die Fortführung der heutigen Politik .
2. *Kettenreaktion in der staatlichen Energiepolitik:* Wird erneuerbare Energieerzeugung nicht mehr im derzeitigen Umfang gefördert, sinkt der Bedarf nach dezentralen Anlagen, nach zusätzlicher Transportnetzkapazität, nach intelligenter Netzsteuerung und nach weiterer Kapazität für Energiespeicher.

(ii) Mögliche Wertvernichtung im Blindflug

Ein Schwenk bezüglich der aufgezeigten politischen Treiber würde die Ertragswerte der einzelnen Kraftwerke und der in Planung und Bau befindlichen Anlagenprojekte unmittelbar und drastisch verändern. Fossile Kraftwerke – vor allem Kohlekraftwerke – würden im Wert erheblich zunehmen, Investitionen in erneuerbare Energieerzeugung, in Reservekapazität, in Netzausbau und intelligente Steuerungssysteme würden an Wert verlieren. Investitionen in diese teilweise noch nicht ausgereiften Markt- und Techniksegmente erscheinen vor diesem Hintergrund hochgradig fragwürdig.

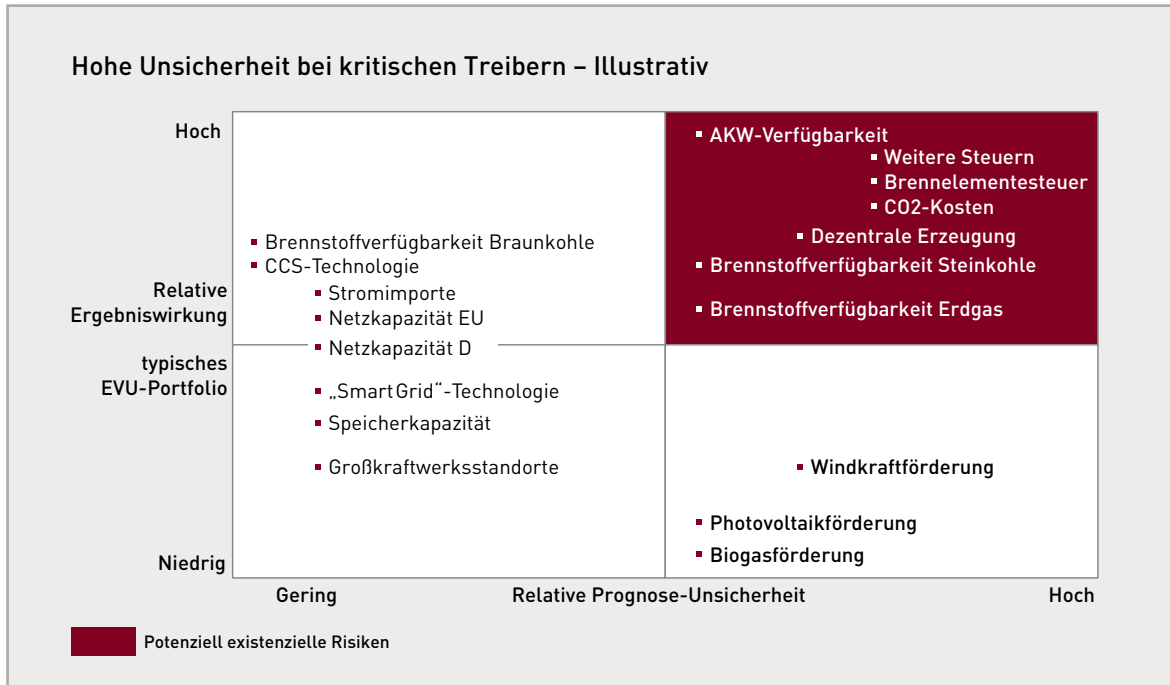
Die großen Energieversorger erwähnen dieses Risiko zwar in ihren Geschäftsberichten, es ist aber nicht erkennbar, wie sie darauf reagieren. Diese Tatsache lässt vermuten, dass die Branche zurzeit das Risiko eines „Tipping Point Change“ nicht ausreichend beachtet. Unter diesen Umständen wären die jeweiligen Kraftwerksportfolien nicht optimal strukturiert – ein Zustand, der aus Sicht eines Investors nicht akzeptabel sein kann.

Diese Situation zeigt durchaus Parallelen zu den Anfängen der aktuellen Finanzkrise. Auch dort hatten die Marktteilnehmer übersehen, dass in einem System global integrierter Kapitalmärkte rekursive Selbstverstärkungskräfte in die Katastrophe führen könnten.

III. Umgang mit Unsicherheit

Aus der Störempfindlichkeit des geopolitischen Gleichgewichts entsteht für die deutschen Energieversorger ein enormes Risiko. Denn die Hebel, die von der Politik gestellt werden, schlagen fast ausnahmslos mit hoher Wirkung auf das wirtschaftliche Ergebnis der Unternehmen durch (vgl. Schaubild 4).

Schaubild 4



Die richtige Antwort auf ein solch hohes wirtschaftliches Risiko ist die Schaffung von strategischen Optionen, wie in Abschnitt (ii) dargestellt.

(i) Veränderungstrends unterliegen hoher Unsicherheit

Eine Einzelbetrachtung verdeutlicht, dass fast alle Veränderungstrends einer hohen Unsicherheit unterliegen:

- **CO₂-Kosten (-, „Steuern“):** Hohe Unsicherheit, da eine nachhaltige CO₂-Reduktion nur global zu erreichen ist und ihre Zweckdienlichkeit in Bezug auf den Klimawandel auch in Europa zunehmend in Frage gestellt wird. Eine lokal begrenzte Besteuerung des Ausstoßes von Spurengasen bringt in erster Linie Wettbewerbsnachteile für die heimische Industrie. Daher ist eine Reduktion bzw. Aufhebung der CO₂-Steuern nicht unwahrscheinlich
- **Weitere Anlagen-/Typen-/Technologiespezifische Steuern:** Hohe Unsicherheit, da von der jeweiligen staatspolitischen Richtung abhängig.
- **Erneuerbare Energien:** Hohe Unsicherheit aufgrund der folgenden Faktoren:
 - *Hobe Kosten* und die „Dispatch Preference“ können bedingen, dass die ehrgeizigen Ziele reduziert oder sogar auch fallengelassen werden.
 - *Die Angebotsmuster* der Windenergie- und Photovoltaik-Erzeugung entsprechen aufgrund ihrer Variabilität und Volatilität selten den Nachfragemustern (sogenannte „intermittent nature of renewables“).

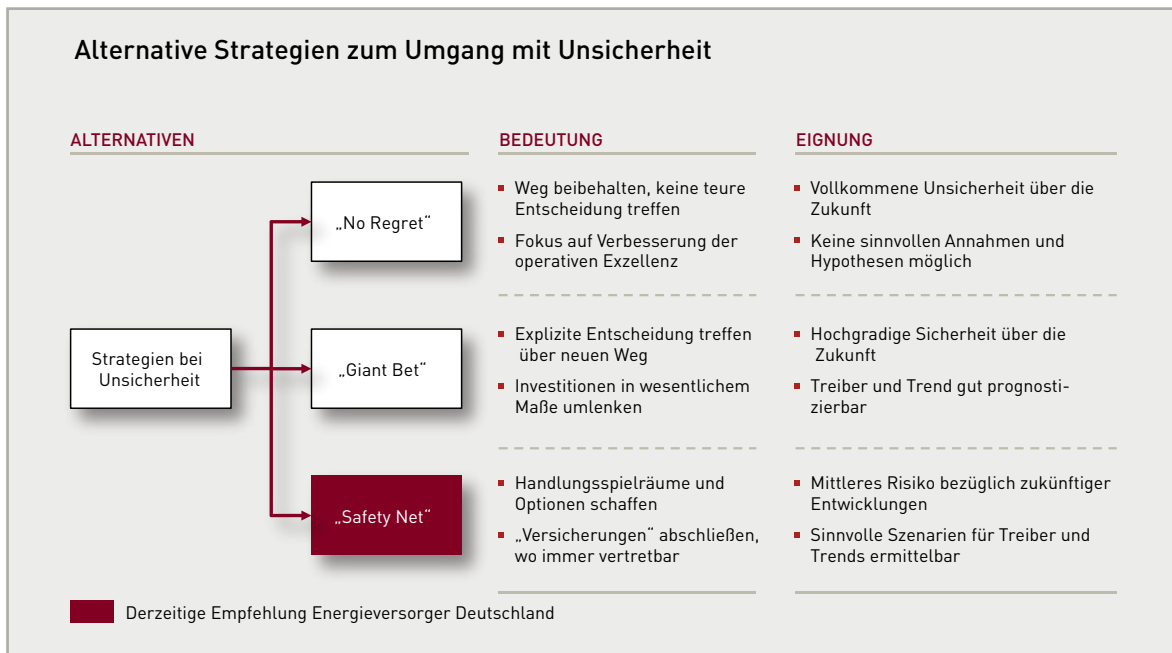
- **Dezentrale Erzeugung:** Hohe Unsicherheit, da dieser Trend stark positiv mit der Unsicherheit des Veränderungstrends „Erneuerbare Energien“ korreliert ist.
- **Begrenzung der Kernenergie:** Hohe Unsicherheit, wie die letzten Jahre eindrücklich gezeigt haben. Die Laufzeitverlängerung kann durchaus von der nächsten Bundesregierung wieder in Frage gestellt werden. Zudem können weitere steuerliche Belastungen ähnlich der Brennelementesteuer erhoben werden.
- **Steinkohleverfügbarkeit:** Hohe Unsicherheit aufgrund der steigenden und hohen Nachfrage (insbesondere aus China).
- **Erdgasverfügbarkeit:** Hohe Unsicherheit, da einerseits Schiefergasvorkommen auch in Europa und Deutschland vermutet werden, andererseits aber deren Gewinnung erhebliche umweltschutzrelevante Risiken trägt.
- **Neubaustandorte:** Geringe Unsicherheit, da für Großkraftwerke die Standortknappheit auch in den nächsten Jahren wahrscheinlich ein konstanter negativer Faktor bleiben wird. Denn der politische Effekt des „lokalen Egoismus“ übersteigt in aller Regel den der globalen Protektion (siehe die „Stuttgart 21“-Diskussion).
- **Stromimporte:** Hohe Unsicherheit, denn aus heutiger Sicht reichen die existierenden und geplanten ausländischen Kraftwerkskapazitäten nicht aus, um die verstärkte deutsche Nachfrage zu decken. Zudem ist unklar, ob der notwendige europaweite Netzausbau, insbesondere der Bau von aufwändigen Kuppelstellen, erfolgen wird. Finanzierungsfragen und Genehmigungsprobleme wecken Zweifel an einer schnellen Umsetzung.
- **Netzkapazitäten:** Hohe Unsicherheit, da Finanzierungsfragen und Genehmigungsprobleme einer schnellen Umsetzung im Wege stehen.
- **„Smart Grid“-Technologie:** Hohe Unsicherheit entsteht aus der Verfügbarkeit und Standardisierung der Technologien und Anwendungen. Zudem sind die entsprechenden Geschäftsmodelle aufgrund der notwendigen hohen Investitionen heute noch nicht wirtschaftlich darzustellen.
- **Speicherkapazitäten:** Hohe Unsicherheit, da es natürliche Grenzen für den Bau von Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeichern gibt. Hochleistungs-Akkus sind heute auch noch nicht effektiv einsetzbar. Zeitpunkt und Grad einer Verschiebung dieser Begrenzungen aufgrund von technologischen Entwicklungen sind nur mit großer Unsicherheit abzuschätzen.
- **CCS-Technologie:** Hohe Unsicherheit, da die Erfahrungen der ersten Projekte mit der Gesetzgebung, mit den lokalen politischen Widerständen und mit den Aspekten der Wirtschaftlichkeit deutliche Hinweise auf ein Scheitern dieser Technologie geben.

(ii) Optionen statt Wetten

Ein hoher Grad an Unsicherheit reduziert nicht unbedingt die Attraktivität oder das Ertragspotenzial einer Branche. Aber er verschafft den Spielern, die es am besten verstehen, mit wirtschaftlichen Risiken umzugehen, einen großen Vorteil.

Unsicherheit kann man prinzipiell mit einem der drei folgenden Ansätze begegnen (Schaubild 5):

Schaubild 5



1. **„No Regret“:** Man entscheidet sich, den bisherigen Weg weiter zu verfolgen und keine wesentlichen Änderungen vorzunehmen, d.h. „business as usual“. Die gesamte Management-Aufmerksamkeit ist in diesem Fall auf den Ausbau der Kernkompetenzen und die Steigerung der operativen Exzellenz als Haupterfolgsfaktoren im Wettbewerb fokussiert. Dieser Ansatz bietet sich nur dann an, wenn über die Entwicklung der Treiber und Veränderungstrends überhaupt keine begründeten Annahmen getroffen werden können. Dies ist im Zusammenhang mit der hier betrachteten Fragestellung der Kraftwerksporfolien sicherlich nicht der Fall!
2. **„Giant Bet“:** Man setzt darauf, dass sich ein kritischer Treiber in eine ganz bestimmte Richtung entwickelt und richtet das komplette Geschäftssystem (in diesem Fall das Kraftwerksporfolio) konsequent darauf aus. Der Vorteil dieses strategischen Ansatzes ist die Klarheit und geringe Komplexität. Der Nachteil ist das hohe Risiko, dass sich die gewählte strategische Option als die falsche herausstellt. Die „Wette“ ist immer dann zu empfehlen, wenn man relativ hohe Sicherheit über die Entwicklung der kritischen Treiber gewonnen hat.

Obwohl dieser Fall in der deutschen Energiewirtschaft heute nicht gegeben ist, verfolgen die meisten Energieversorger genau diese Alternative und „wetten“ auch schon auf kurze und mittlere Sicht auf die Verschiebung der Werte in Richtung dezentrale und erneuerbare Energieerzeugung.

3. „**Safety Net**“: Hier werden Optionen geschaffen. Der Vorteil dieses strategischen Ansatzes liegt in der Minimierung des Risikos und der Wahrung eines hohen Chancenpotenzials. Der Nachteil sind die Kosten im Sinne der hohen Managementkomplexität und der Optionspreise, die in aller Regel in Form von Vorhaltekosten anfallen. Das Schaffen von Optionen ist immer dann die beste Lösung, wenn die beiden strategischen Ansätze „No Regret“ und „Giant Bet“ nicht opportun sind. Dies ist in der Energiewirtschaft der Fall!

IV. Entwicklung von Real-Optionen für das Kraftwerksportfolio

Zu den Maßnahmen der Risikominderung gehören alle Aktivitäten, die auf die politischen Strömungen selbst und die damit entstehenden Kosten Einfluss nehmen und die auf den Wettbewerb wirken, wie z.B. die Besetzung von Schlüsselpositionen oder Strategiesignale. Diese Maßnahmen werden in aller Regel von deutschen Energieversorgern wirksam eingesetzt.

Weniger gut beherrscht werden dagegen die Maßnahmen zur Risikosteuerung in Form von Real-Optionen. Auf den ersten Blick erscheint ein Kraftwerksportfolio bestehend aus großtechnischen Anlagen mit einer Lebensdauer von 40 bis 80 Jahren wie eine Sammlung wenig fungibler Aktiva. Optionen sind in diesem Umfeld sehr teuer. Allerdings darf man nicht übersehen, dass es in faktisch jeder Branche potenzielle Vertragspartner gibt, die entweder aufgrund einer anderen Einschätzung der Veränderungstreiber oder eines anderen Profils von Kernkompetenzen eine deutlich andere Einschätzung des Wertes für bestimmte Aktiva besitzen. Das gilt auch für die Energiewirtschaft. Deshalb sollten alle sinnvollen Optionen identifiziert und bewertet werden. Denkbar sind z.B. die folgenden Möglichkeiten der Risikosteuerung:

- **Strategische Beschaffungsoptionen:** Um den wesentlichen beschaffungsseitigen Veränderungstrends und Risiken zu begegnen, können die verschiedenen Positionen, wie Brennstoffe oder CO₂-Zertifikate, bei Energiehändlern, Finanzinvestoren, Finanzmaklern etc. abgesichert werden. Zumindest die großen Energieversorger beherrschen solche „Hedging“-Strategien gut. Allerdings reicht der Horizont der Absicherung selten über fünf Jahre hinaus.
- **Strategische Kraftwerksoptionen:** Risiken aus erzeugungsseitigen Veränderungstrends können gesteuert werden, indem nach Brennstoffklassen (Braunkohle, Steinkohle, Gas etc.), Erzeugungsarten (fossil, atomar, erneuerbar etc.), Marktsegmenten (Lastmarkt, Regelmarkt etc.) oder anderen Asset-Klassen die folgenden Optionen geschaffen werden:
 - *Ausbau des Projektportfolios:* Investition in den Aufbau eines „Vorrats“ von Projekten zur Realisierung von Erzeugungskapazitäten. Der Nachteil dieser Strategie ist, dass in der Regel der Optionspreis mit dem Projektfortschritt deutlich ansteigt.
 - *Verkaufsoptionen:* Begrenzung des Preisrisikos durch Abschluss von optionalen Verkaufsverträgen für Erzeugungskapazitäten – für eine komplette Anlage oder für eine Erzeugungsscheibe.
 - *Kauf- und Rückkaufoptionen:* Schaffung von Chancen zum Kauf bzw. Rückkauf von Erzeugungskapazitäten zu einem späteren Zeitpunkt ohne oder mit begrenztem Kaufpreisrisiko. Dabei sind neben dem Optionspreis auch die bilanziellen Auswirkungen zu beachten.

- *„Joint Venture“ und Beteiligungen:* Joint Ventures verfolgen prinzipiell das Ziel der Risikoteilung mit einem Partner. Solche Gemeinschaftsunternehmen können z.B. mit Kunden, Finanzinvestoren, strategischen Partnern etc. aufgebaut werden. Aus Joint Ventures entstehen im Laufe der Zeit bei entsprechender Vorbereitung oft attraktive und preiswerte Optionen.
- **Technologische Optionen:** Investitionen in Entwicklungen im technologischen Bereich, wie z.B. Nutzung von CO₂ als Energiespeicher („Sabatier-Prozess“)
- **Wertschöpfungskettenbezogene Optionen:** Die Neudefinition der eigenen Wertschöpfungskette, d.h. horizontale bzw. vertikale Integration oder Auftrennung, kann entsprechende strategische Optionen bieten, wie z.B. Ausweitung der Brennstoffexploration oder Diversifikation von Lastprofilen im Vertrieb.

Die Auswahl der richtigen strategischen Alternative – „No Regret“, „Giant Bet“ oder „Safety Net“ – und gegebenenfalls in der Folge der richtigen strategischen Optionen für das Kraftwerksportfolio muss auf der Grundlage gründlicher Analysen, quantitativer Berechnungen und begründeter Einschätzungen des Managements erfolgen. Das Fundament dafür bildet eine Szenario-Betrachtung, in deren Rahmen die wichtigsten Treiber identifiziert und die dadurch induzierten Veränderungstrends und Konsequenzen hinsichtlich Eintrittswahrscheinlichkeit und wirtschaftlicher Auswirkungen bewertet werden können.

Anhand ausgewählter Szenarien müssen dann die spezifischen Stärken und Schwächen des eigenen Kraftwerksportfolios transparent herausgearbeitet werden. Das Gleiche sollte für die wesentlichen Wettbewerber geschehen. Denn deren Kraftwerksportfolio stellt nicht nur ein Bündel von Optionen für das eigene Portfolio dar, sondern lässt auch wichtige Rückschlüsse über deren Strategien und mögliche Reaktionen auf eigene strategische Entscheidungen zu.



„An industry flying blind“

Political decisions create substantial hidden risks for the business of energy suppliers

Almost the entire German energy industry follows the strong and undaunted trend of a short- and mediumterm value shift away from conventional and centralized towards regenerative and decentral power generation structures. Today the strategies of almost all energy suppliers are aligned with this trend. Contrary to a number of other industries, this trend in the energy business is not driven by technology developments, market requirements or shortage of resources but almost exclusively by political decisions in the context of national, climate and geopolitics. These types of drivers of change are typically highly uncertain and can especially in politically turbulent times, as we experience at the moment, very quickly lead to a fundamental turnaround of such trends.

It is questionable if energy producers are sufficiently prepared for those risks. The appropriate strategy to tackle such a situation is to create room for maneuvers and optionality. Otherwise, the high potential for ‚lasting‘ destruction of values will remain!

I. Unprecedented change of an industry

In the past, the energy industry in Germany as well as in most European countries was a rather comfortable place. Regional monopolies constituted by law and factual oligopolies for fuel access guaranteed a high degree of consistency in the business systems of the integrated companies as could otherwise only be found in the sectors of the state-run services of general public interest. Yet, those times are over. Since the onset of this century, a stepwise but ultimately radical deregulation of the industry led to a diminished security of planning, a fact not known in the past, in large parts of the value chain and towards a fundamental uncertainty about the future.

This unprecedented change in the energy industry is primarily the result of politically motivated drivers. By and large, the preference for so-called climate-neutral technologies leads nowadays to a drastic value shift away from fossil to renewable power generation. This has a substantial impact on the power plant portfolios of the energy producers.

(i) Held on a string by politics

Competition has become part of the German energy industry. Nevertheless, there is one important difference between energy producers and most of the other industries: The drivers for the biggest risks in the business are almost exclusively political in nature.

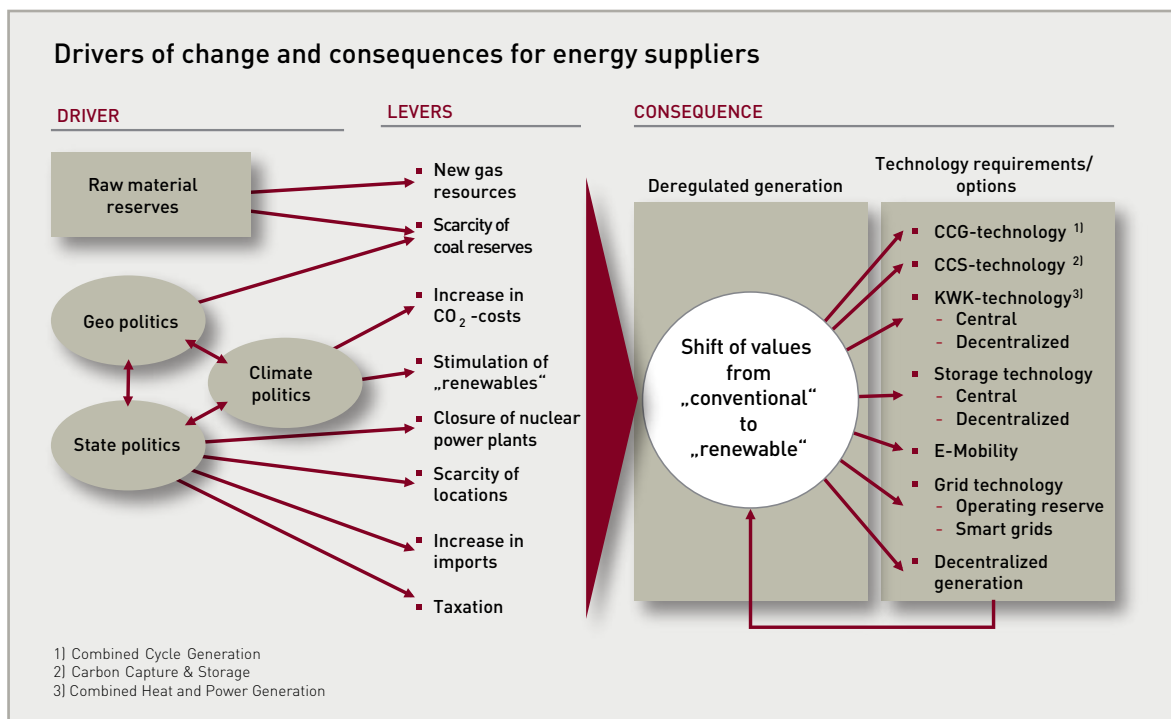
The relevant current trends are reflected in three political areas:

- **Geo-politics:** Geo-politics focus on the balance of power in the world. It sets the framework that climate politics actually work on global, regional and national levels. Especially during times of economic crisis it becomes evident how rising protectionism takes on different types of influences on the energy industry. Export restrictions for valuable raw materials and the rejection of or the veering away from globally agreed-on climate goals – as recently seen in Australia, in Canada and in the US – lead to substantial shifts of the competitiveness of entire economies with unforeseeable consequences.
- **Climate politics:** The climate imperative is currently high up on the political agenda, as can be seen in the „20-20-20“-goals set by the EU. Anthropogenic trace gases are suspected to contribute to an unnatural warming of the earth climate. The ongoing climate debate that started almost 30 years ago currently has translated into ambitious targets for the reduction of trace gas emissions. Global multilateral agreements – especially in the Western world – set the direction towards the rising cost for energy that is generated through fossil energy sources.
- **National energy politics:** A growing trend, led by political groups, of rejecting new technologies leads to a drastic shortage of important resources such as new locations for power plants, transport lines or entire key technologies like nuclear power. Also, in times of empty pockets governments often show the tendency to rake ‚unjustified‘ profits through additional taxes. Current concrete examples for such political decisions are the life-span limitation of nuclear power plants and the nuclear fuel tax. Those measures counteract to its real intention to strengthen competition by artificially reducing the attractiveness of the industry.

(ii) Shift in value from fossil to renewable power generation

Those political drivers and the induced trends for change are ultimately responsible for a substantial value shift away from central power generation facilities using conventional fuels to decentralized facilities using renewable energy sources (see Exhibit 1).

Exhibit 1



In the past, the resulting decision requirements on the energy supplier-side would have been handled in a fairly bureaucratic manner and potential additional costs would have been picked up by the customers through higher prices. In today's deregulated business those drivers come with consequences for the competitive position. The energy suppliers have to adapt carefully to the resulting changes in the value chain.

(iii) Value chain change

The business models of the German energy suppliers are in parts still characterized by the security of supply as its highest goal. Electricity moves along like traffic through a one-way-street from producer to end-customer and is invoiced using simple ‚all you can eat‘ price models. Today's power generation structure – the core of value creation – is in essence characterized by large power plants located close to major economic centers.

The newly emerging drivers of change lead to a number of chances for innovations in this business system. Naturally, those pose also challenges for the competitors (see Exhibit 2).

Exhibit 2

Key trends and need for change in electricity supply

TREND TOWARDS CHANGE IN THE ELECTRICITY INDUSTRY GERMANY

Tax-related costs ¹⁾	Boost in renewable energy	Limiting nuclear energy	Availability coal	Availability natural gas	Scarcity of locations for plants	Scarcity of locations for lines	NEED FOR CHANGE/OPTIONS
↑		↑	↓	↓	↑		Efficiency of power plants ²⁾
	↑	↑					Net capacity
	↑					↑	Storage capacity (central, decentral)
↑		↑			↑	↑	Import of electricity
↑	↑	↑			↑	↑	Decentral production
	↑					↑	Net operation (control energy, smart grids)
↑	↑						Electrification ³⁾

1) CO₂-certificates, fuel tax, renewables subsidies, electricity tax
 2) Incl. CCG, CCS, retrofit („ramp capability“, output)
 3) Especially heat pump-power, E-Mobility

Strong positive effect Weak positive effect
 Strong negative effect Weak negative effect

The need for change to the business system is especially evident for the ‚incumbents‘ in the electricity industry. The most important drivers for change show their impact primarily on the electricity suppliers‘ power plant portfolio and the network business of the transmission system operators.

The most important drivers and its consequences are:

- Taxation of fossil fuels:** The German climate policy has set ambitious CO₂ reduction targets (i.e. 40 percent by the year 2020 and 80 percent by the year 2050 in regard to the basis year 1990) which will lead to an increase in CO₂ costs of 25 EUR/t in 2010 to 35 EUR/t in 2020. Rising CO₂ costs have a direct impact on the power plant portfolio because CO₂-emittent power plants become economically less attractive. Especially lignite power plants loose substantial value as due to the „merit order“ pricing mechanism, here cost increases in their main market, the base load area, cannot be passed on to the customer.

This effect can only in parts be compensated through the development and use of new technologies (e.g. CCS - and CHP -technology). Only those companies that operate nuclear as well as fossil power plants will rake such “windfall profits”. The reason is the substantial increase in the average proceeds of the nuclear power plants, which operate mainly in the base load area, as well.

- Taxation and lifetime-limitation of nuclear power plants:** The taxation of nuclear power plant costs is parallel to the stimulation of renewable energy generation as both measures target the implementation of technology policies. The national policy is the driver for the change trend. The political situation in Germany currently hinders the further expansion of nuclear power generation capacities. In addition to the ‚de facto‘ expansion stop, lifetime limitations and added charges from taxes and cost provisions are expected, e.g. for the final disposal of nuclear material. The impact and the resulting consequen-

ces for the power plant portfolio are evident. The nuclear fuel tax as the most prominent example of a political decision will lead like the CO₂ costs to a skimming of excess profits in this ‚asset class‘. The costs of the nuclear fuel tax cannot be entirely passed on to the customer because nuclear power plants operate almost exclusively in the base load area.

- **Renewable energy:** Here, too, climate policy acts as main driver. The use of renewable energy is heavily supported with the goal to have approx. 30 percent of power generation based on renewables in 2020 . The repercussions of those change trends on the power plant portfolio can be felt in a decrease of the average incremental costs in the load market. Hence, “must run” capacity works like a downturn in demand for all other power generation facilities. The consequences are:

 - *Increase in network capacity* demand and integrated network operation management in the form of rising operating reserve demand and intelligent load management („smart grid“). The extension of transport network capacities is necessary for the expansion of renewable power generation capacities, as well as for Europe-wide electricity-trading. Europe has to become virtually a ‚Copper plate‘. IT- and communication-supported bidirectional networks are required for the effective and active management of the fluctuating and volatile power generation capacities. Thereby, we see a shift of „intelligence“ from „transmission grids“ to „distribution grids“.
 - *Increase in storage capacity* demand to offset volatile electricity offering and changing demand. An increase of storage capacities in the form of pumped hydro storage power plants, compressed air power plants or heavy duty accumulators becomes inevitable. Next to „smart grids“, storage facilities are the most important drivers to balance peaks and lows in power generation on the one hand and demand on the other hand.
 - *Increase in decentral power generation* through the use of new technologies, like e.g. mini CHP . Decentralized generation and application technologies will increasingly gain in importance. This applies for renewable energy and also for CHP cogeneration. This will immediately lead to a rising demand for modern energy services (“contracting”).
- **Availability of hard coal:** This change trend is influenced by „geo policy“ and the from development efficiency resulting ranges of „raw material reserves“. Hard coal used as fuel comes with inherent availability and price risks because of its worldwide and continuously increasing demand. This has direct consequences for the power plant portfolio in the form of higher risk premiums to secure supply. A compensation of this portfolio effect can be accomplished primarily through further efficiency improvements in hard coal power plants.
- **Availability of natural gas:** The availability of natural gas reserves for gaspowered power plants is similarly important as for hard coal power plants. If the economically exploitable reserves in „unconventional“ natural gas found in shale will further increase at the same rate as we have seen over the last 10 years, the value of gaspowered power plants in the portfolio will skyrocket. The assumption about reserves on German and European soil will add to this effect.
- **Locations for new constructions of large-scale power plants:** The driver here is directly related to the national energy policies. New locations for the construction of large-scale power plants are politically almost unenforceable today which has a direct impact on the power plant portfolio.

- *Noticeable increase in values of existing locations* with need to retrofit, upgrade or new construction.
 - *Additional demand for decentralized power generation* (as above); in the following also regionally limited additional network capacity and governance demand as well as additional need for storage capacities.
 - *Additional demand for international network-coupling stations* for the increase in electricity import quotas. The demand to import electricity will further rise because of the required use of renewable energy in connection with the hurdles for the new build of large-scale power plants. Consequently, this is also part of the energy concept of the German Federal Government.
- **Transmission network lines:** Parallel to the situation in regard to new power plant locations, new transport lines are – if at all – only made available after a lengthy permission process. The consequences are:
- *Increasing need for regional energy storage*
 - *Additional need for decentralized power generation* (as above); in the following also regionally limited additional network capacity and governance demand and also additional need for storage capacities.

II. Changes in landslide speed

Two core questions emerge from those change trends:

1. Which capabilities must an energy producer possess to be successful in the future in an increasingly decentralized market?
2. To which degree do the earning rates of power generation and transport facilities change in absolute and relative measures; and does this have an impact on the restructuring of the power plant portfolio?

The first question is subject of heated discussions and the learning process within the organizations is well advanced.

The second question has not yet been scrutinized even though it contains economical explosive power. The fusion of political trends in the areas of geo, climate and national politics creates a substantial risk for the energy industry. If, for example, during the ongoing economic crisis the geopolitical balance shifts towards single-state egotism, then this will directly impact global, regional and national climate policies. The fight fought by energy-intensive industries for market shares on the world markets – example automotive industry – will most likely have a direct influence on German climate politics.

It becomes evident that a “business as usual” strategy for the further development of the power plant portfolio does not represent a valid alternative against the background of the importance of those change trends for the business system of energy producers. Instead, energy producers have to develop skills and methods to effectively deal with such uncertainties.

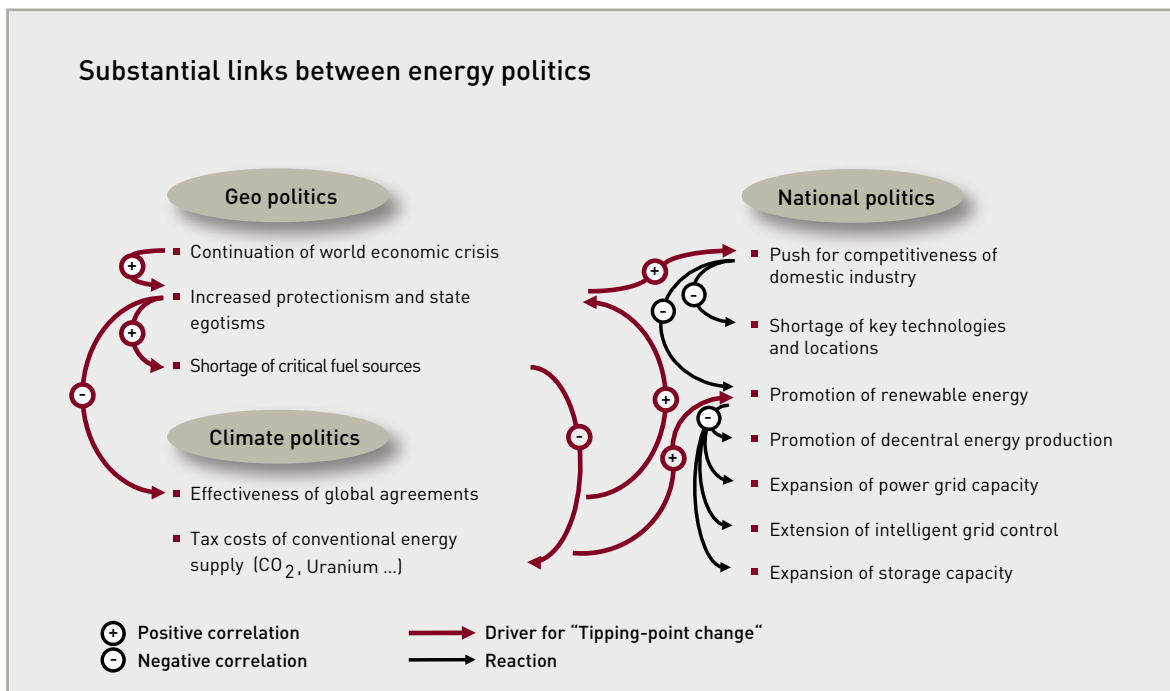
The situation will become especially critical because in the future such change trends and its political drivers will rather move with the speed of landslides and not shifting sand dunes. The methods applied for the portfolio development today are not appropriate to reflect high uncertainties of such conditions. This can endanger the existence of even the largest energy producers in today's form.

What confirms this thesis? The fact that politics are the main driver of this trend. Like the nuclear fuel tax or the announced European regulations about the final deposit costs for nuclear materials, such political decisions can hit the energy producers unexpectedly, with high speed and with vigorous effects. It is the mixture of geo-politics, climate politics and national politics that makes up for an almost explosive cocktail in times of economic turbulence.

(i) Threats to the balance

Geo-politics, climate politics and national politics are highly intertwined in many areas. If we set aside all other topics and instead focus on the relevant drivers in the energy industry, we get an interesting picture on the top level (Exhibit 3).

Exhibit 3



Two aspects become apparent:

1. *Recursive self-enforcing trend between geo-politics, climate politics and national politics:* A continuation or an exacerbation of the global economic crisis supports protectionism and growing national egotism – see e.g. budding currency discords and resource conflicts. This will result that existing global agreements in regard to the reduction of CO₂ output will be undermined and more farreaching agreements be obstructed. At the same time, the pressure on government gathers strength to enforce the competitiveness of domestic industries. On the national level this will inevitably translate into an energy policy that will counteract

to today's opportune fostering of renewable energy. This process cannot be forecast with great confidence. Yet, against the background of growing doubts about the expediency of radical and expensive measures for the reduction of CO₂ emissions, a respectable number of experts see this possibility at least as probable as the continuation of today's policies.

2. *Chain reaction within the national energy policy*: The demand for decentral facilities, additional transport network capacities, intelligent network management and additional energy storage capacities will decrease if the generation of renewable energy will not be supported to the same degree as today.

(ii) Possible loss of values while flying blind

A shift in regard to the here explained political drivers would have a direct and drastic impact on the earnings potential of each power generation asset, whether existing, currently planned, or under construction. Fossil power plants – especially lignite fired plants – would gain substantially in value, whereas investments in renewable energy, reserve capacities, network expansions and intelligent control systems would lose in value. Therefore, investments into those not yet mature market and technology segments appear highly questionable.

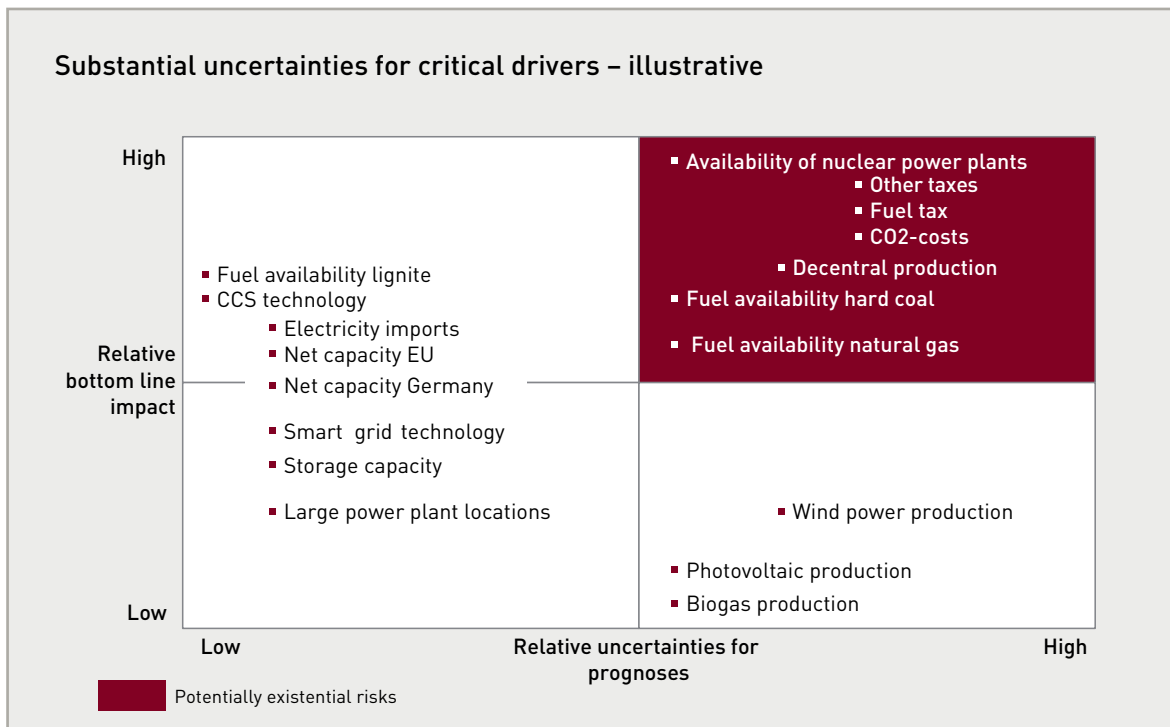
The large energy producers acknowledge this risk in their business reports. Yet, their reaction to this issue is not recognizable. It seems fair to conclude that the industry currently does not pay enough attention to the risk of a 'tipping-point change'. In this context, power plant portfolios appear not to be structured optimally – a condition that is unacceptable from an investor's point of view.

This situation points to parallels to the beginning stages of the current economic crisis. Here, too, did the market participants overlook that within a system of globally integrated capital markets recursive self-enforcing powers can lead to a catastrophe.

III. Dealing with uncertainty

The vulnerability of the geopolitical balance generates an enormous risk for German energy producers. The drivers, set in place by politics, substantially impact almost without exception the economic returns of the companies (see Exhibit 4).

Exhibit 4



The correct answer to address such high economic risks is the development of strategic options, as explained in chapter (ii).

(i) Change trends are subject to high uncertainties

An individual consideration makes it clear that almost all change trends are subject to a high degree of uncertainty:

- CO₂ costs („taxes“):** High uncertainty because a sustainable reduction of CO₂ output can only be accomplished globally and its usefulness in regard to the climate change is even in Europe increasingly questioned. A regionally confined taxation of the emission of trace gases results foremost in competitive disadvantages for the domestic industry. Therefore, a reduction resp. a repeal of the CO₂ taxes does not appear improbable.
- New plant-/type-/technology-specific taxes:** High uncertainty because dependent on the current political direction.

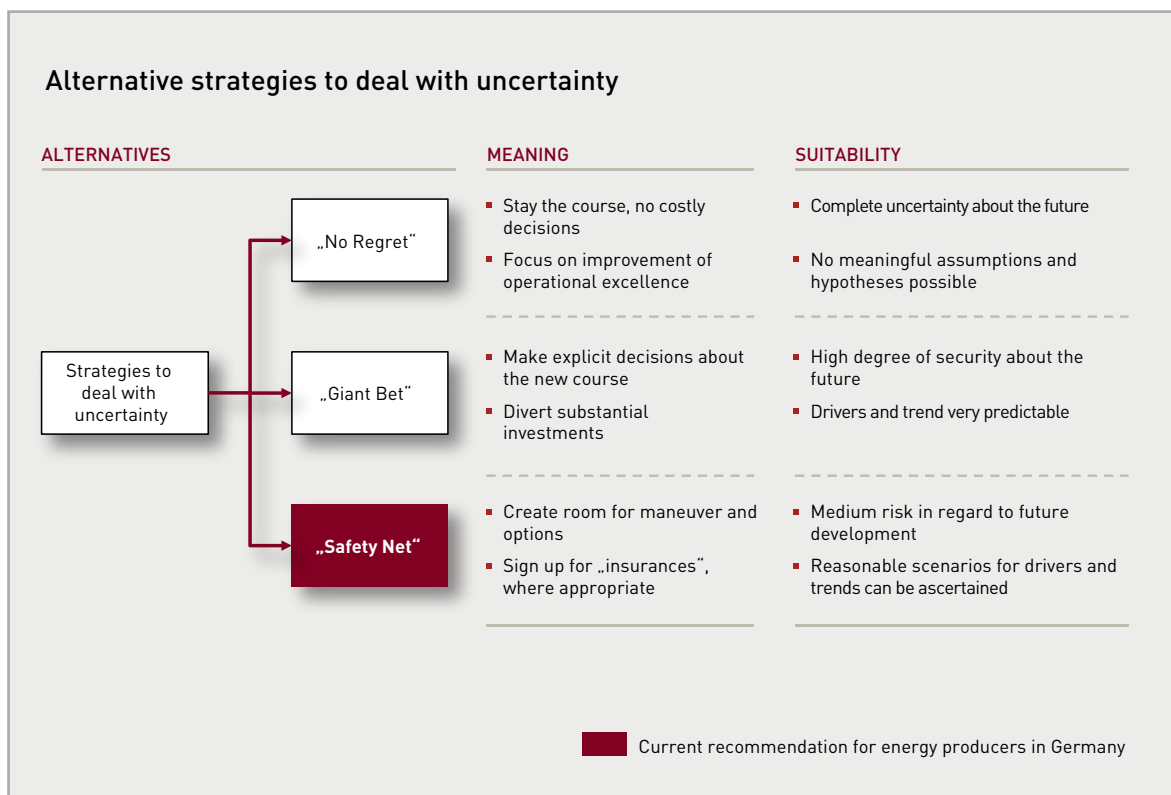
- **Renewable energy:** High uncertainty because of the following factors:
 - *High costs* and the ‚dispatch preference‘ may require that ambitious goals be stripped or even dropped.
 - *The supply patterns* of the wind energy and photovoltaic generation rarely fit the demand patterns (so-called ‚intermittent nature of renewables‘) because of their variability and volatility.
- **Decentral production:** High uncertainty because this trend shows a strong positive correlation to the uncertainty of the change trend „renewable energy“.
- **Limitation of nuclear energy:** High uncertainty, as recent years have clearly shown. It is very likely that the next federal government will question the lifetime extension. Moreover, additional taxes similar to the nuclear fuel tax could be implemented.
- **Availability of hard coal:** High uncertainty because of rising and high demand (especially from China).
- **Availability of natural gas:** High uncertainty because, on the one hand, shale reserves are suspected in Germany and Europe, and, on the other hand, their exploitation bears substantial environmentally relevant risks.
- **Locations for new constructions:** Low uncertainty as the scarcity of locations for the construction of new large power plants will remain a constant negative factor in coming years. It is the political effect of the “regional egotism” that regularly takes on a higher meaning than global protection (see the “Stuttgart 21” discussion).
- **Electricity imports:** High uncertainty because from today’s point of view the existing and planned foreign power plant capacities will not be sufficient to cover the German energy demand. It is also not clear if the necessary Europe-wide expansion, especially the construction of complex coupling-stations, will actually happen. Issues with financing and permissions lead to doubts about a speedy implementation.
- **Network capacities:** High uncertainty because financing questions and permission problems stand in the way of a speedy implementation.
- **„Smart grid“ technology:** High uncertainty resulting from the availability and standardization of technologies and applications. Also, the applicable business models cannot yet be economically developed because of the high investments involved.
- **Storage capacities:** High uncertainty because of the natural limitations to the construction of pumped hydro storage power plants and compressed air reservoirs. At this point, heavy duty accumulators cannot be effectively deployed. A date and degree of a shift of those natural limitations as a result of technological developments can only be predicted under high uncertainty.
- **CCS technology:** High uncertainty because past experiences of the first projects with legislation, regional political opposition, and aspects of profitability provide clear hints towards the failure of this technology.

(ii) Options instead of bets

A high degree of uncertainty does not necessarily diminish the attractiveness or the earnings potential of an industry. But it will give players who are very good in dealing with economic risk and ambiguity a big advantage.

In principle, there are three ways to deal with uncertainty (see Exhibit 5):

Exhibit 5



1. **“No regret”:** The decision is to stay the course and to not make any big changes, meaning „business as usual“. In this case, the entire management attention is focused on the expansion of core competencies and the improvement of operational excellence as they are the main success factors to face the competition. This approach is only suitable in case it is not possible to make substantiated assumptions about the development of drivers and change trends. Currently, this is not the case in the context of power plant portfolios!
2. **“Giant bet”:** Here it is banked on that a critical driver will develop in a particular direction and consequently the entire business system is aligned to it (in this case the power plant portfolio). The disadvantage lies in the high risk if the chosen strategic option proves itself wrong. The ‚bet‘ is always recommended if there is a rather high certainty about the development of a critical driver.

Even though this is certainly not the case in today’s German energy industry, most energy producers follow just this alternative and are betting that already in the short- and medium term a value shift will happen towards decentralized and renewable energy generation.

3. **“Safety net”:** Options are created. Risk minimization and the preservation of a high potential of chances are the advantages of this strategic approach. The disadvantage lies in the costs in regard to high management complexity and the prices for options, regularly occurring as retainer costs. The creation of options is always the appropriate solution if the two other strategic approaches „no regret“ and „giant bet“ are not suited. This is clearly the case in the energy industry!

IV. Development of real options for the power plant portfolio

The measures of risk minimization include all activities that directly influence political trends and the resulting costs and that impact competition as, for example, the staffing of key positions or sending out strategy signals to competitors. As a rule, German energy producers make effective use of those measures.

They are not as good, however, in using measures for risk management in the form of real options. On first sight, it appears as if the power plant portfolio consists of a collection of minimally fungible assets made up of commercial plants with a lifespan of 40 to 80 years. In this environment, options are very expensive. Nevertheless, it should not be overlooked that there are in every industry potential counterparties, who either because of a dissimilar assessment of a change drivers or a different profile of core competencies value an asset with a substantial difference. This also applies for the energy industry. Hence, it is worthwhile to identify and evaluate all reasonable options. For example, the following possibilities for the management of risks are conceivable:

- **Strategic sourcing options:** To meet the most important sourcing-related change trends and risks, different positions like fuel or CO₂ certificates should be secured with energy brokers, financial investors, financial brokers, etc. At least the large energy companies apply such a hedging strategy very successfully. Nevertheless, the security horizon rarely goes beyond five years.
- **Strategic power plant options:** Risks resulting from generation-related change trends can be managed through the creation of the following options, either along various fuel categories (lignite, hard coal, gas, etc.), generation types (fossil, nuclear, renewable, etc.), market segments (load market, reserve market, etc.) or other asset classes:
 - *Expansion of the project portfolio:* Investments in the establishment of an inventory of projects for the realization of power generation capacities. The disadvantage of this strategy is that the price for the options normally increases substantially as the project progresses.
 - *Sales options:* Limitation of the price risk through signing of optional sales contracts for power generation capacities – for an entire plant or just a capacity slice.
 - *Purchase and buyback options:* Creation of possibilities to purchase or buy back generation capacity at a later point in time without or only limited purchase price risks. Here it is important to pay attention to the option price and also to the impact on the balance sheet.
 - *„Joint Ventures“ and shares:* In general, joint ventures build on the sharing of risks between partners. Such joint enterprises can be established together with, for example, customers, financial investors, strategic partners, etc. Over time and with sufficient preparation, joint ventures often result in attractive takeover options.

- **Technological options:** Investments in technological developments such as, e.g. the use of CO₂ as an energy storage device („Sabatier-process“)

- **Value chain-related options:** The redefinition of one's own value chain, meaning the horizontal resp. vertical integration or the disaggregation can show respective strategic options as, for instance, the expansion of fuel exploration or the diversification of load profiles in the sales function.

The selection of the appropriate strategic alternative – „no regret“, „giant bet“ or „safety net“ – and consequently the correct strategic options for the power plant portfolio has to be based on detailed analyses, quantitative calculations and educated management judgment. A scenario assessment serves as the basis during which the most important drivers will be identified and the induced change trends and consequences will be evaluated in regard to the probability of occurrence and economic impact.

The specific strengths and weaknesses of one's own power plant portfolio must be made transparent through the application of selected scenarios. The same should be applied for the most important competitors. Their power plant portfolios not only contain a bundle of options for the own portfolio but it also allows to draw conclusions about their strategies and possible reactions to one's own decisions.





THERON

ADVISORY GROUP

BERLIN • FRANKFURT • HAMBURG • COLOGNE • WARSAW • ZURICH

info@theron.com
www.theron.com

