

**Plan für die
Energieversorgungs-
sicherheit der
Slowakischen Republik**

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	6
2	Energiepolitik der EU	11
2.1	Hauptziele der Energiepolitik der EU	13
2.2	Prioritäten der EU-Energiepolitik im Zusammenhang mit der Energieversorgungssicherheit	15
3	Energiepolitik der SR.....	18
3.1	Ziele der Energiepolitik der SR.....	18
3.2	Ziele und Prioritäten der Energieversorgungsstrategie der SR.....	18
4	Gesetzliche Regelungen zur Energieversorgungssicherheit.....	21
4.1	Gesetze der EU	21
4.2	Gesetze der SR	21
4.3	Analyse der Übereinstimmung zwischen EU-Gesetzgebung und SR	21
5	Informationen über den aktuellen Stand der Energieversorgungssicherheit	23
5.1	EU-Binnenmarkt	23
5.2	Slowakische Republik.....	25
6	Mögliche Entwicklungsszenarien der Energieversorgungssicherheit der SR.....	31
6.1	Kohle	31
6.1.1	Bedeutung von Kohle in der Energieversorgung der EU-Staaten.....	31
6.1.2	Bedeutung von Kohle in der Energiewirtschaft der SR	32
6.1.3	Vorkommen und Verbrauch von heimischer Kohle in der SR	33
6.1.4	Strategie der Kohlenutzung in der SR.....	38
6.1.5	Plan zur sicheren Versorgung mit Kohle	41
6.2	Erdöl	41
6.2.1	Markt mit Erdöl – und Erdölprodukten.....	42
6.2.2	Versorgung mit Erdöl.....	46
6.2.3	Diversifizierung der Erdölquellen.....	47
6.2.4	Diversifizierung der Versorgungswege.....	48
6.2.5	Einrichtung und Aufrechterhaltung der Notversorgung mit Erdöl und ausgewählten Erdölprodukten	55
6.2.6	Plan für Maßnahmen zur sicheren Erdölversorgung.....	56
6.3	Erdgas.....	57
6.3.1.1	Erdgasmarkt	57
6.3.1.2	Gemeinsamer Standard für sichere Erdgaslieferungen für Erdgasabnehmer.....	60
6.3.1.3	Versorger der letzten Instanz	61
6.3.1.4	Management von Krisensituationen in der Gaswirtschaft	61
6.3.2	Sicherstellung von Erdgaslieferungen.....	62
6.3.2.1	Diversifizierung der Erdgasquellen	64
6.3.2.2	Diversifizierung der Transportwege von Erdgas	67
6.3.2.3	Überblick über die mögliche Diversifizierung.....	70
6.3.3	Erdgastransport.....	70
6.3.3.1	Mögliche Risiken und Auswirkungen bei der Diversifizierung der Transportwege.....	70
6.3.3.2	Zusammenfassung der Möglichkeiten zur Diversifizierung.....	70

6.3.4	Gastransport	71
6.3.4.1	Mögliche Risiken und Auswirkungen der Diversifizierung der Transportwege.....	72
6.3.4.2	Internationale Zusammenarbeit im Bereich des Erdgastransports.....	72
6.3.4.3	Investitionen in Transportwege.....	73
6.3.4.4	Bedingungen für die Anbindung der Erdgasanlagen an das Transportnetz	73
6.3.5	Erdgasdistribution	74
6.3.5.1	Anforderungen an die Betriebssicherheit im Distributionsnetz.....	75
6.3.5.2	Verbindung der Distributionsnetze	76
6.3.6	Unterirdische Erdgaslagerung	77
6.3.6.1	Analyse des Europäischen Markts der unterirdischen Speicherung	77
6.3.6.2	Unterirdische Erdgaslagerung in der SR.....	78
6.3.6.3	Fragen bei der Sicherheit – Strategische Erdgasreserve	79
6.3.6.4	Investitionen in die Entwicklung von unterirdischen Erdgasvorräten	79
6.3.7	Kohlenwasserstoffabbau in der SR	80
6.3.7.1	Exploration von Erdgas.....	80
6.3.8	Plan für Maßnahmen zur sicheren Erdgasversorgung.....	82
6.4	Erneuerbare Energie	83
6.4.1	Technisches Potential	83
6.4.2	Aktuelle Nutzung von Erneuerbaren und ihre Auswirkung auf die Energieversorgungssicherheit	87
6.4.3	Empfohlene Ziele für Erneuerbare	88
6.4.3.1	Wärme und Kühlung	88
6.4.3.2	Biotreibstoffe	93
6.4.4	Szenarien für die Verwendung von Erneuerbaren für die Jahre 2020 bis 2030... 96	
6.4.4.1	Konservativ – 12% im Jahre 2020	96
6.4.4.2	Optimistisches Szenario – 14 % im Jahre 2020.....	97
6.4.4.3	Prioritäten und Maßnahmenplan.....	99
6.4.4.4	Prioritäten bei der Stromerzeugung	99
6.4.4.5	Maßnahmenplan.....	100
6.5	Uran	100
6.6	Wärme	102
6.6.1	Fernwärmeversorgung.....	103
6.6.2	Technischer Zustand bei den Fernwärmeanlagen	104
6.6.3	Verwendung von Primären Energiequellen in der Wärmeversorgung	106
6.6.3.1	Vorteile der Fernwärmeversorgung	108
6.6.4	Entwicklung der Wärmeversorgung.....	108
6.6.4.1	Erhöhung der Energieeffizienz	109
6.6.4.2	Erhöhung der Diversifizierung bei den Primärenergiequellen	109
6.6.5	Maßnahmenplan für eine sichere Wärmeversorgung.....	109
6.7	Strom.....	110
6.7.1	Aktueller Stand.....	111
6.7.2	Entwicklung des Stromverbrauchs der SR.....	112
6.7.3	Brennstoffe und ihre Preisentwicklung	114
6.7.4	Entwicklung der Strompreise	115
6.7.5	Entwicklung des Elektrizitätssystems	116
6.7.6	Dekommissionierung von Produktionskapazitäten aus dem Elektrizitätssystem der SR.....	116
6.7.7	Systemdienstleistungen	117
6.7.8	Entwicklung der Produktionskapazitäten.....	119

6.7.9	Stromversorgung bis 2013	121
6.7.10	Stromversorgung 2013 bis 2030	122
6.7.11	Übertragungsnetz	125
6.7.12	Sicherstellung von internationaler Stromübertragung bis 2013	126
6.7.13	Sicherstellung der internationalen Stromübertragung 2013 bis 2030	129
6.7.14	Verlässlichkeit und Stabilität des innerstaatlichen Netzes bis 2013	130
6.7.15	Verlässlichkeit und Stabilität des innerstaatlichen Übertragungsnetzes 2013 bis 2030	132
6.7.16	Distributionssystem	132
6.7.17	Möglichkeiten für die Diversifizierung von Stromlieferungen, Entwicklungen bei der Distribution	133
6.7.18	Sicherheit der Stromlieferungen aus dem Distributionssystem bis 2013	133
6.7.19	Sicherheit der Stromlieferungen aus dem Distributionssystem 2013 bis 2030	134
6.7.20	Investitionsbedarf	134
6.7.21	Prioritäten bei der Strategie der Stromversorgungssicherheit	136
6.7.21.1	Strategische Prioritäten bis 2013	136
6.7.21.2	Prioritäten bei der Strategie der Stromversorgungssicherheit 2013 bis 2030	138
6.8	Energieeffizienz	140
6.8.1	Aktueller Stand der Energieeffizienz	141
6.8.2	Analyse der aktuellen Situation	142
6.8.3	Aktueller Stand der Energieintensität der SR im Vergleich zu den EU-Ländern	142
6.8.3.1	Analyse des aktuellen Energieverbrauchs in den einzelnen Sektoren	143
6.8.3.2	Barrieren und Mängel bei der Anwendung der Prinzipien der Energieeffizienz in der SR	145
6.8.4	Strategie im Bereich Energieeffizienz	147
6.8.4.1	Energiesparmaßnahmen in den einzelnen Sektoren	148
6.8.4.2	Maßnahmen zur Beseitigung der Hindernisse	152
6.8.4.3	Maßnahmen 2020 – 2030	153
7	Mögliche Auswirkungen der Strategie zur Energieversorgungssicherheit	154
7.1	Energiepreise	154
7.2	Beschäftigung	156
7.3	Umwelt	157
8	Plan für Maßnahmen zur Energieversorgungssicherheit	158
8.1	Gesetzgebung	158
8.2	Institutionell	158
8.2.1	Wissenschaft, Forschung und Entwicklung neuer Technologien	158
8.2.2	Statistik und strategische Planung	159
8.2.3	Krisenmanagement	160
8.3	Kostenabschätzung	162
8.4	Information der Öffentlichkeit	162
9	Prioritäten und geplante Projekte in der Energiewirtschaft	164
9.1	Prioritäten	164
9.2	Geplante Projekte	165

10	Beilagen	169
10.1	Rechtliche Vorschriften im Bereich der Energiewirtschaft.....	169
10.2	Information der Öffentlichkeit.....	169
10.3	Lösung außerordentlicher Ereignisse	169
10.4	Maßnahmenplan für die Energieversorgungssicherheit.....	169
10.5	Möglichkeiten für die Finanzierung der Projekte	169
10.6	Verzeichnis der Kommissionsmitglieder	169
10.7	Karte der SR mit den Standorten der Stromerzeugungskapazitäten	169

1 Einleitung

Der Anstieg beim Verbrauch von Energie und Rohstoffen durch die Industrie und den Lebensstandard der Bevölkerung erhöhen die Abhängigkeit der Staaten von lebensnotwendigen Quellen einschließlich von Lebensmitteln und erhöhen die Wahrscheinlichkeit einer Entstehung von Rohstoff – und Energiekrisen, die bis hin zu bewaffneten Konflikten führen können. Der Großteil der Energieressourcen ist nicht erneuerbar ist, was das Problem verstärkt Die hohe Abhängigkeit von einer kontinuierlichen Zufuhr von Rohstoffen an nicht erneuerbaren Energiequellen und ihre Beförderung kann zu einer Gefährdung für die ökonomische Prosperität und Stabilität, aber auch der Sicherheit eines Staates führen. Die unreflektierte und nicht effektive Verwendung von Ressourcen kann zur deren Erschöpfung und nicht behebbaren Umweltschäden führen. Die Sicherheitsbedrohungen und Herausforderungen sind dynamisch, wechselseitig abhängig und unterliegen Veränderungen im Zusammenhang mit internen, regionalen und globalen Bedingungen. Daher ist es notwendig die Problematik der Energieversorgungssicherheit auch im supranationalen und transatlantischen Kontext zu erfassen.

Die Globalisierung verändert die Weltwirtschaft und greift in alle Bereiche der Gesellschaft ein. Mit dem Ziel der Sicherung des Wirtschaftswachstums und damit des Anstiegs des Lebensstandards der Bevölkerung, wachsen auch die Anforderungen an Produktion und Dienstleistungen, Rohstoffe und Energiequellen. Der wissenschaftlich – technische Fortschritt vermehrt die Möglichkeit von Produktion und Verbrauch, bedeutet aber auch eine erhöhte Nachfrage nach Rohstoffen und Energien, einschließlich der Nachfrage nach alternativen Energiequellen. Energie wird zu einem der Schlüsselfaktoren des Wirtschaftswachstums. Die negativen Folgen wie etwa kurzfristige Energieausfälle stellen ein Problem für die Energieversorgungssicherheit dar, andererseits tragen sie zur Konsolidierung der Energieversorgungsgesellschaften und der Revitalisierung des Interesses an der Kernenergienutzung bei.

Angesichts der Bedeutung, die die Energiewirtschaft im Leben der Gesellschaft und in der Wirtschaft hat, wird eine Lösung der Energiesicherheit vor allem in der Liberalisierung des Energiemarkts gesucht, in der Diversifizierung und der effektiven Nutzung der Quellen, Vorgangsweisen, die den Wettbewerb auf den Energiemärkten stärken. Im weiteren Sinne geht es um Maßnahmen am Gebiet der einzelnen Staaten und internationalen Gemeinschaften, die stabile Energielieferungen zu akzeptablen und stabilen Preisen zu sichern, allerdings auch den Schutz der kritischen energiewirtschaftlichen Infrastruktur zu garantieren. Der Staat muss auch effektiv auf Krisensituationen und Terrordrohungen reagieren können. Weil die Energie einer der Faktoren ist, der die Preise von Produkten bestimmt, bedeuten steigende Energiepreise Druck auf die Produzenten und verringern die Gewinne. Im Interesse der wirtschaftlichen Entwicklung ist es daher notwendig, die Energiequellen auf dem liberalisierten Markt zu akzeptablen Preisen zu sichern.

Auf der anderen Seite sind es die Interessensgruppen, die die Energieversorgungssicherheit und stabile Preise mit einer dominanten Stellung von starken Energiegesellschaften auf den Märkten der einzelnen Länder verbinden. Die starken Unternehmen sollen unerwartete Schwankungen bei Angebot und Nachfrage nach Energie verhindern und die Energieversorgung garantieren. Beiseite gelassen wird die Auswirkung der dominanten Stellung von sehr großen Unternehmen auf die Produktion, Distribution und dadurch auch eventuelle Preiserhöhungen.

Langfristige Verträge für die Dauer von 10 bis 15 Jahren, die die Energieversorger mit den Abnehmern unterzeichnen, sollen Energielieferungen auf der Ebene der Produzenten und Distributionsnetze garantieren. Oft geht aufgrund dieser Verträge die Transparenz verloren und es wird der Wettbewerb auf dem Energiemarkt eingeschränkt.

In Hinblick auf diese Tatsachen ist es zu hinterfragen, wie weit es sinnvoll ist den Energiemarkt zu liberalisieren und ob eine grenzenlose Liberalisierung von Markt und Wettbewerb eine Manipulation der Preise der Energierohstoffe einbremst, ob diese Vorgangsweise unter politischen und ökonomischen wie auch sozialen Gesichtspunkten akzeptabel ist, weil die Energiewirtschaft einen Teil der Wirtschaftspolitik der einzelnen Staaten darstellt, der nur ungern an die Gemeinschaftspolitik im Rahmen der EU abgegeben wird.

Im Falle von Erdöl und Erdgas sieht man, dass die großen Lieferanten eine Tendenz haben, den Preis als Instrument für die Realisierung von politischen Zielen zu betrachten. Bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Liberalisierung und Deregulierung, die in der EU betrieben wird, die Öffnung des Europäischen Markts der Energieressourcen ermöglicht? Zurzeit handelt es sich nur um mehrere einzelne nationale Märkte, die auf verschiedene Arten und mit unterschiedlicher Intensität reguliert werden. Die EU kann die einzelnen Unternehmen mit Sanktionen belegen, aber es liegt an der Regierung der Staaten konkrete Maßnahmen zu realisieren. Eines der Hindernisse für die Liberalisierung des Energiemarkts ist das Fehlen einer gemeinsamen Vorgangsweise bei der Regulierung durch die EU-Mitgliedsstaaten. Nur Großbritannien und Italien haben einen starken Regulator, der unabhängig von der Regierung funktioniert. Viele Staaten haben bisher die Rechtsvorschriften der EU nicht umgesetzt und noch keinen Regulator eingesetzt, der seine Funktion unabhängig und transparent durchführt. So erhöhte sich von 2000 bis 2005 die Stromübertragung zwischen den EU-Mitgliedsstaaten nur um 3%. Es zeigte sich auch, dass bei der vorhandenen Infrastruktur und Gesetzgebung die Stromübertragungen teuer sind, weil die Mitgliedsstaaten nicht über ausreichende Netzverbindungen verfügen. Dabei ist das Ziel der großen Energieversorger ein so weit liberalisierter EU-Markt, der ihnen die Aufrechterhaltung einer dominanten Stellung auf dem „heimischen“ Markt ermöglicht.

Die Liberalisierung wird durch die großen Energiegesellschaften verlangsamt, die den Wettbewerb in einzelnen Marktbereichen unterdrücken. Die großen Unternehmen verteidigen ihre Marktstellung durch Fusionen, oder auch sogenannte freundliche oder feindliche Übernahmen. So erfüllen z. B. die großen Energiegesellschaften in Frankreich, Deutschland und in Spanien nicht die Anforderungen der EU – Legislative im vorgeschriebenen Umfang. Electricité de France kontrolliert 86% des französischen Markts. In Italien musste ENEL aufgrund von Druck der EU seinen Marktanteil von 80% auf 40 % reduzieren. Dieser Anteil wurde sofort von der Gesellschaft Endesa aus Spanien und Electrabel besetzt. In Deutschland ermöglichte die Fusion von EON mit Ruhrgas die Entstehung einer Gesellschaft, die EDF und Gaz de France konkurrieren kann. Gegen die Liberalisierung des Markts und Erhöhung des Wettbewerbs wirkt auch die duale Brennstoffstrategie der Energieunternehmen, die auf die Fusion von Gas – und von Stromgesellschaften abzielt.

Neben der widersprüchlichen Haltung der großen Unternehmen gegenüber der Strommarktliberalisierung, führen auch die Distributionsnetze, die nicht über die notwendige Kapazität verfügen, zu einer verlangsamt Entstehung des gemeinsamen Markts und damit auch des Wettbewerbs mit einem positiven Effekt auf die Preise. Die EU fordert daher, dass der grenzüberschreitende Handel mit Strom mindestens in der Höhe von 10% des auf dem heimischen Markt konsumierten Stroms eines EU-Mitgliedsstaates liegen soll. Allerdings

verfügen nur einige EU-Staaten über die Kapazitäten, die dieser Forderung entsprechen. Wenn auch einige der großen Stromversorger für die Deregulierung eintreten, so ist doch die Verbindung der internationalen Netze nicht vorrangig für ihre Aktivitäten. Hier kommt eher das Bestreben zum Vorschein, einer scharfen Konkurrenz am Markt auszuweichen.

Die Diversifizierung der Quellen und der Transportwege ist auch bei der Erdölversorgung und Erdgasversorgung wesentlich. Ausfälle bei der Lieferung von Öl oder Gas einschließlich kurzfristiger Liefereinstellung bei Gas aus der Russischen Föderation nach Europa, erhöhen das Energieversorgungsproblem mit neuer Intensität. Auch als die Lieferungen wieder aufgenommen wurden, kehrten die Preise nicht mehr auf das alte Niveau zurück. Die Lösung wird daher in der Marktliberalisierung, der Diversifizierung von Quellen und Transportwegen (Gas – und Erdölpipelines) gesucht, und das unter voller Nutzung der existierenden Kapazitäten. Es wird die Errichtung neuer Terminals und Speicher für Gas und Öl geplant. Es werden Vorräte angelegt, die auch Spekulationskäufe und – verkäufe dieser Rohstoffe fördern. Auch einige Stromauktionen sind dieser Art.

Auf der Grundlage der bisherigen Erkenntnisse kann man festhalten, dass die Liberalisierung und Deregulierung des Markts der Energiequellen nicht im von der EU geforderten Tempo und Konsequenz verläuft, und zwar in Folge von:

- Destabilisierung der politischen Situation in verschiedenen Teilen der Welt, und der Tatsache, dass Energieressourcen ein wichtiges Instrument der politischen und wirtschaftlichen Macht geworden sind;
- Formierung starker Energiegesellschaften, die die Realisierung ihrer Unternehmensstrategien durchsetzen;
- geringe Elastizität des Markts mit Energien und unzureichende Infrastruktur der Transportkapazitäten und Konzentration der Quellen im Rahmen der existierenden Fördergebiete;
- Stellung der EU-Kommission, die zwar etwas anordnen kann, jedoch Probleme mit einer einheitlichen Regelung der Märkte der EU-Staaten hat.

Zur Liberalisierung des Strom – und Gasmarkts präsentierte die EU-Kommission im September 2007 den Entwurf des sog. Dritten Energiepakets, welches fünf Rechtsakte zum Binnenmarkt umfasst. Es handelt sich um die Novellierung von zwei EU-Richtlinien über die gemeinsamen Regeln für den Strom – und Gasbinnenmarkt, die Einrichtung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren, die Novellierung der aktuell geltenden Verordnungen über den Zugang zu den Erdgaspipelines und die Bedingungen für den Netzzugang beim grenzüberschreitenden Stromaustausch.

Die wesentlichen Maßnahmen des Pakets betreffen die Trennung der Liefer – und Erzeugungs/Förderaktivitäten vom Netzbetrieb (sog. Unbundling); eine weitere Harmonisierung der Rechte und höhere Unabhängigkeit der nationalen Energieregulatoren; Einführung eines unabhängigen Mechanismus für die Zusammenarbeit der nationalen Regulatoren; Schaffung eines Mechanismus für die Betreiber der Übertragungs/Transportsysteme zur Verbesserung der Koordination des Netzbetriebs und der Sicherheit der Netze, Förderung des grenzüberschreitenden Handels und Netzbetriebs; Erhöhung der Aktivitäten am Energiemarkt und Stärkung der Versorgungssicherheit im Sinne der Solidarität zwischen den Mitgliedsstaaten.

Das von den Mitgliedsstaaten am stärksten diskutierte Problem bestand in der Trennung der Eigentümerschaft der vertikal integrierten Energiegesellschaften. Dank eines Vorschlags von like-minded Ländern, einschließlich Deutschlands, Frankreichs, Österreichs als auch der

Slowakei, die die eigentumsrechtliche Entflechtung grundsätzlich als eine ineffektive Maßnahme ablehnten, weil damit in Eigentumsrechte eingegriffen würde, die Stellung der europäischen Unternehmen gegenüber den stärkeren ausländischen geschwächt würde und gleichzeitig die angestrebten Ergebnisse nicht garantiert werden können, wurde ein Kompromiss vorgeschlagen, d.h. ein effektives Unbundling, basierend auf einer starken und effektiven Regulation.

Die EU kann zurzeit die Energieversorgungssicherheit der Mitgliedsstaaten nicht regulieren. Weiterhin bleibt die Fixierung der Energiepolitik und vor allem die Bestimmung des Energiemix in den Kompetenzen der Mitgliedsstaaten, was sich auch aus den unterschiedlichen Zusammensetzungen bei den Kapazitäten der Mitgliedsstaaten ergibt. In der aktuellen Situation liegt es an den Mitgliedsstaaten der EU, sich auf die Ausarbeitung und Realisierung der Energieversorgungssicherheit und die Energieeffizienz wie auch Alternativenergien zu konzentrieren. Unter dem Langfristigkeitsaspekt handelt es sich um die Sicherstellung verlässlicher Lieferungen von allen Arten von Energie in der benötigten Menge und Qualität und das bei optimalen Kosten und unter Berücksichtigung der Umweltschutzaufgaben. Unter diesen Bedingungen liegt es an der Regierung der SR eine langfristige Energieversorgungsstrategie zu finden, Autarkie bei der Energieversorgung wie auch eine optimale Preispolitik einschließlich der Fähigkeit Energie zu exportieren. In diesem Zusammenhang geht es auch um die Stärkung der Position der SR als Transitstaat in den Märkten für Strom, Erdgas und Erdöl.

Im Zusammenhang mit der Diversifizierung der Quellen und steigendem Interesse für die Errichtung von KKW erfordert die nukleare Entsorgung besondere Aufmerksamkeit, wie auch die Wiederaufbereitung und die Endlager für abgebrannten Brennstoff. Beim Betrieb der KKW in der SR muss sich die Regierung auch dieser Problematik besonders widmen.

Ziel dieser vorgelegten Unterlagen ist es auf die Notwendigkeit einer Energieautarkie der SR zu verweisen, einen Vorschlag zur Realisierung dieses Bedarfs einschließlich der Diversifizierung der Quellen und der Transportwege und Netzanbindungen mit den umliegenden Staaten zu machen. Diese Herausforderungen für die Regierung der SR, entsteht aus dem Parallelverlauf aus steigender Nachfrage nach Energiequellen, der Notwendigkeit das Wirtschaftswachstum bei Verringerung der Schadstoffemissionen zu fördern, wobei keines der beiden Ziele ohne das andere zu erreichen ist.

Die Berechnungen der OECD und der EU zeigen, dass bis 2030:

- sich die Nachfrage nach Primärenergie um 53% bei 55% Emissionsanstieg erhöhen wird;
- fossile Brennstoffe die Hauptenergiequelle sein werden, und sich mit 83 % an der Deckung der wachsenden Energienachfrage beteiligen;
- der Anteil der Kohle an der Stromproduktion sich erhöhen wird;
- die Entwicklungsstaaten sich mit 70% am Nachfrageanstieg bei Primärenergien beteiligen werden;
- 20 Trillionen USD werden in die Sicherung der Energieversorgungssicherheit investiert werden müssen.

Die EU verfolgt die Energieversorgungssicherheit durch die Marktliberalisierung, Fördermaßnahmen für Energieeffizienz und Innovation, Preispolitik, Diversifizierung von Quellen und Transportwegen. Diese Maßnahmen sind notwendig, um die steigende Nachfrage nach Energie zu befriedigen und einen störungsfreien Ablauf der Wirtschaft zu sichern. In diesem Sinne arbeitete das Wirtschaftsministerium einen langfristigen Ausblick über

Notwendigkeiten und Möglichkeiten zur Energieversorgungssicherheit der Slowakei aus. Es handelt sich um die Durchsetzung der nationalen Interessen im Rahmen der Entwicklung der Weltwirtschaft, der Zusammenarbeit und der Koordination der Aktivitäten mit den anderen sich integrierenden Staaten im Rahmen der EU.

2 Energiepolitik der EU

Das erneuerte Interesse an der Entwicklung einer neuen Energiepolitik für Europa rührt von verschiedenen sich ähnelnden Faktoren her: der anhaltend komplizierten Situation am Markt mit Erdöl und Erdgas, steigender Importabhängigkeit und daraus entstehender Notwendigkeit der Diversifizierung, steigender Bedeutung des Klimawandels, der Notwendigkeit erhöhter Transparenz auf den Energiemärkten und einer weiteren Integration der innerstaatlichen Energiemärkte.

Ein bedeutendes Instrument der EU-Energiepolitik ist der Prozess der Energiemarktöffnung und – liberalisierung, der 1999 begonnen wurde. Das Ziel ist es allen Verbrauchern in der EU eine wirkliche Auswahl zu bieten, neue Geschäftsmöglichkeiten und den grenzüberschreitenden Handel zu erhöhen um dadurch eine höhere Effektivität, Preiskonkurrenz und höhere Qualität der Dienstleistungen zu erzielen, als auch eine höhere Versorgungssicherheit und nachhaltige Entwicklung. In Hinblick darauf, dass diese Ziele bisher noch nicht vollständig erreicht wurden und noch immer Hindernisse für die vollständige Nutzung der Binnenmarktinstrumente für die Erhöhung der Energieversorgungssicherheit vorliegen, hat die EU-Kommission in Anknüpfung an die Schlussfolgerungen des Europäischen Rates in Brüssel vom 8/9 März 2007 und den verabschiedeten Aktionsplan des Europäischen Rats (2007 – 2009) – Energiepolitik für Europa vom 19.9.2007 das sogenannte Dritte Energiepaket vorgestellt, das einen Vorschlag für 5 Rechtsakte für den Binnenmarkt umfasst:

- Vorschlag für eine Binnenmarkt-Richtlinie Elektrizität zur Änderung der bestehenden Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
- Vorschlag für eine Binnenmarkt-Richtlinie Gas zur Änderung der bestehenden Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt
- Vorschlag für eine Novellierung der Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel Stromverordnung zur Änderung der Verordnung 1228/03 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel
- Gasverordnung zur Änderung der Verordnung 1775/05 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen
- Vorschlag für eine Agenturverordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
- Stromverordnung zur Änderung der Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel

Neben der Tatsache, dass die aktuellen Vorschläge der genannten Dokumente alle Maßnahmen auch zur Energiesicherheit des zweiten Liberalisierungspaketes beibehalten, sind neue Maßnahmen dazugekommen, die die Energieversorgungssicherheit als auch die technische Sicherheit verbessern.

Die wesentlichste Maßnahme des dritten Liberalisierungspaketes ist der Vorschlag für eine effektive Trennung der Liefer – und Erzeugungsaktivitäten vom Netzbetrieb – und Netzsystem. Im aktuellen Vorschlag des Paktes wurden drei Modelle einer effektiven Trennung vorgeschlagen: Modell des getrennten Eigentums, Modell eines unabhängigen Systembetreibers (sog. ISO-Modell) und Modell eines unabhängigen Betreibers des Netzsystems (sog. ITO-Modell). Auf der Grundlage einer Einigung des Energieministerrats

vom 6.6.2008 in Luxemburg stellen diese Modelle gleichzeitig ein effektives Niveau für eine effektive Trennung dar, wobei die Mitgliedsstaaten auch Maßnahmen verabschieden können, damit für alle Marktteilnehmer gleiche Bedingungen gelten. Betreffend des Vorschlags für die eigentumsrechtliche Entflechtung bei den Übertragungssystemen und Betreibern der Transportnetze, der von der EU-Kommission favorisiert wird, so hält die SR zusammen mit anderen Mitgliedsstaaten eine Lösung durch die eigentumsrechtliche Entflechtung nicht für die optimale Maßnahme für die Entwicklung des Strom – und Gasbinnenmarkts, wobei die Bestimmung eines unabhängigen Netzbetreibers nicht als geeignete Alternative betrachtet wird. Bei der Definierung der einzelnen Maßnahmen sind auch die spezifischen nationalen Bedingungen einzubeziehen, Größe und Struktur des Markts. Die Eigentümerclemmung könnte unter diesem Aspekt im Gegenteil die Position der einzelnen Player auf dem Weltmarkt beeinträchtigen und ihre Kapitalzugangsmöglichkeiten verschlechtern, wodurch künftige Investitionen in die notwendige Entwicklung der Infrastruktur gefährdet werden könnten.

Bei den Investitionen zeigt das Impact Assessment für das Dritte Liberalisierungspaket, dass Investitionen in das Netz sich in Mitgliedsstaaten mit einer eigentumsrechtlichen Entflechtung deutlich erhöhten, aber nur geringfügig in Ländern ohne eigentumsrechtliche Entflechtung. Die EU-Kommission berücksichtigt allerdings nicht die Tatsache, dass der aktuelle Bedarf an weiteren Netzinvestitionen stark von der Investitionshöhe in der Vergangenheit abhängig ist, dass bereits eine Reihe wesentlicher Investitionen getätigt wurde. Bei einer Betrachtung der wesentlichen Merkmale des Investitionszyklus ist es unrealistisch davon auszugehen, dass ein Käufer-Investor in ein abgetrenntes Unternehmen im Anschluss weitere Investitionen machen wird.

Bei den Preisen ist unserer Analyse nach wahrscheinlich, dass die Realisierung des Eigentümer-Unbundling, wie es im Dritten Energiepaket vorgeschlagen wird, zumindest im Falle der SR zu keinem Druck in Richtung Preissenkung führen wird, bzw. in Richtung einer konsequenteren Marktliberalisierung. Die Analysen der Preisvorschläge, die der Regulator URSO vorlegte, zeigen, dass durch Unbundling ein Druck in Richtung Preiserhöhung entstand: durch die Gründung neuer Unternehmen, die Überbewertung von Eigentum und erhöhten Investitionsbedarf.

Aus diesem Grund beteiligte sich die SR an der Vorbereitung des ITO-Modells, unter Wahrung der Vorteile der eigentumsrechtlichen Entflechtung in der Form von höherer Transparenz, Unabhängigkeit und Marktöffnung, welches die Beibehaltung der vertikal integrierten Struktur der bestehenden Unternehmen ermöglicht. Gleichzeitig wird durch konsequente Regulation und umfassende Regulationskontrollmechanismen eine negative Folge der wirtschaftlichen Aktivität der vertikal integrierten Unternehmen in der Form eines vertikal geschlossenen Markts und der Schaffung diskriminierender Bedingungen verhindert. Bei der Anwendung dieses Modells werden auch striktere Bedingungen für die Entscheidungen in den Führungsorganen der Gesellschaften und deren Struktur eingeführt. Ebenso transparenter wird der Prozess für die Definition und Realisierung von Investitionen in der Form öffentlicher Konsultationen und strikterer Regeln für die Realisierung, bzw. Ablehnung von begründeten und notwendigen Investitionen. Daneben wird hier ein Element der Liberalisierung beibehalten, indem die Regel definiert wird, der zu Folge es in dem Fall, wo ein vertikal integriertes Unternehmen sich für eine Eigentumsentflechtung entscheidet, es daran nicht gehindert werden kann.

Bei den Eigentümerstrukturen der Energieunternehmen in der SR und der geltenden Gesetzgebung über die Eigentumsverhältnisse des Staates würde der Vorschlag auf Entflechtung der Energieunternehmen zu einer Teilung der Eigentumsrechte des Fonds Nationalen Eigentums und der Neugründung einer öffentlichen Institution zu deren

Wahrnehmung führen (Eigentümerschaft durch zwei öffentliche Institutionen ist laut Vorschlag erlaubt) und damit zu zusätzlichen Kosten ohne reale Vorteile für die Entwicklung des slowakischen Energiemarktes. Im Falle von ITO verringert sich ebenso das Ausmaß des Risikos in Form ungünstiger Auswirkungen einer Kontrolle durch Drittländer.

Ein weiteres effektives Instrument zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit ist die Verhinderung unerwünschter Kontrolle durch Drittländer, die sog. Drittstaaten-Klausel. Sie löst diese Frage so, dass Protektionismus verhindert wird und garantiert, dass sich diese Unternehmen nach denselben Regeln richten werden wie die Unternehmen in der EU. Die gezielte Abtrennung der Netzaktivitäten von der Liefer – und Erzeugeraktivität sollte laut dem aktuellen Vorschlag ebenso für Unternehmen gelten, die außerhalb der EU angesiedelt sind. Die Regulationsbehörden sollten zur Gewährleistung der wechselseitigen Unabhängigkeit der Netz -, Erzeugungs – und Produktionstätigkeit in der ganzen Gemeinschaft die Rechtsbefugnis haben, die Zertifizierung von Übertragungsnetzbetreibern abzulehnen, auch aus Drittländern, die sich nicht an die Unbundling- Regeln halten.

Der Vorschlag für das Dritte Energiepaket führt auch die nationalen Regulationsbehörden zu einer neuen Form der Zusammenarbeit, der Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und Transportnetzbetreibern und der Stärkung der regionalen Zusammenarbeit.

Neben der höheren Befugnisse und Unabhängigkeit der Regulationsbehörde, mit denen ihnen effektivere Instrumente für die Regulation gegeben wurden, wird auch eine Agentur für die Zusammenarbeit der Regulationsbehörden im Energiebereich eingerichtet, wodurch die Zusammenarbeit vereinfacht und gestärkt werden soll, um auch bei sehr spezifischen grenzüberschreitenden Fällen entscheiden zu können. Die SR bereitet zurzeit die Kandidatur für den Sitz dieser Agentur vor. Betreffend die Zusammenarbeit der Betreiber, so schlägt das Dritte Energiepaket vor, ein Europäische Netz von Stromnetzbetreiber (ENSTO-E) und eines von Gastransportnetzen (ENTSO-G) zu errichten. Ziel der Zusammenarbeit ist die Koordination zwischen den Betreibern um eine Netzordnung für einen effektiven grenzüberschreitenden Netzzugang zu finden. Die Netzordnungen sollen den Rahmenbedingungen der Agentur entsprechen, wobei Ziel der Netzordnungen ENTSO nicht das Ersetzen der innerstaatlichen Ordnungen ist, die für Angelegenheiten gelten, die keinen grenzüberschreitenden Bezug haben.

Mit den Maßnahmen des Pakets zur Verbesserung der Markttransparenz, wird auch ungleicher Informationszugang im Markt unter Beibehaltung der Vertraulichkeit für sensible Informationen erreicht, es verbessert sich die Transparenz bei der Preisgestaltung, erhöht das Vertrauen in den Markt und verhindert Marktmanipulationen.

2.1 Hauptziele der Energiepolitik der EU

Unter dem Einfluss wachsender Nachfrage publizierte die Europäische Kommission im März 2006 das „Grünbuch für eine sichere, wettbewerbsfähige und nachhaltige Energiewirtschaft für Europa“, womit sie die Grundlage für eine Diskussion legte. Das Buch setzte drei Hauptziele:

- a. Erhöhung der Versorgungssicherheit,
- b. Sicherung der Konkurrenzfähigkeit der europäischen Wirtschaft und preislich günstiger Energie,

- c. Unterstützung eines nachhaltigen Umweltschutzes und des Kampfs gegen den Klimawandel.

Zum Erreichen dieser Ziele wurde sechs Prioritäten und dazugehörigen Aktivitäten definiert:

1. Die Energiewirtschaft als Motor für Arbeitsplätze und Wachstum in Europa: Fertigstellung des EU-Binnenmarkts mit Strom und Gas (Europäisches Verteilungsnetz, Prioritätenplan für die wechselseitige Anbindung, Investitionen in die Produktionskapazitäten, gleiche Bedingungen: Bedeutung von unbundling, Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie);
2. Lösung von Wettbewerbsfähigkeit und Sicherheit bei den Lieferungen: Erhöhung der Nachhaltigkeit und Diversifikation des Energiemixes;
3. Solidarität zwischen den Mitgliedsstaaten: Weg zur Europäischen Politik der Energieversorgung (Erhöhung der Energieversorgungssicherheit im Rahmen des Binnenmarkts, Neubewertung der Haltung der EU zu den Notvorräten bei Öl und Gas und Verhinderung von Ausfällen);
4. Bekämpfung des Klimawandels (mehr für weniger: Europa als energetisch effizienteste Region, erhöhte Verwendung von erneuerbaren Energien, Technologie der CO₂-Abscheidung und –Speicherung);
5. Aktivierung von Innovationen: Strategischer Europäischer Plan für Energietechnologien;
6. In Richtung kohärenter externer Energiepolitik (Verringerung des Imports vor allem im Bereich Öl und Gas, Klare Politik der Diversifizierung der Erdgaslieferungen, Umwandlung der Energiedialoge zu Energiepartnerschaften, effektives Reagieren auf Krisensituationen, Schaffung einer gesamteuropäischen Energiegemeinschaft, Integration von Energie in die übrigen Außenpolitiken, Energie zur Unterstützung der Entwicklung).

Der Europäische Rat hat in seinen Schlussfolgerungen die Notwendigkeit betont, eine Energiepolitik für Europa auszuarbeiten, wobei das Ziel eine wirksame Politik der Gemeinschaft ist, Einheitlichkeit zwischen den Mitgliedsstaaten, Übereinstimmung zwischen den Tätigkeiten im Bereich der verschiedenen Politiken und Gleichgewicht bei der Erfüllung von drei Zielen zu erreichen. **Die Ankündigung der EU-Kommission „Energiepolitik für Europa“ wurde von der EU-Kommission im Jänner 2007 veröffentlicht und auf dem Frühjahrsgipfel des Europäischen Rats wurde 2007 der Aktionsplan des Europäischen Rats für die Energiepolitik verabschiedet.**

Die Energiepolitik für Europa ist ein Teil des „Energiepakets“ und besteht aus mehreren Dokumenten zur Energie:

- Energiepolitik für Europa,
- Road map für Erneuerbare Energien,
- Fortschrittsbericht Biotreibstoffe,
- Fortschrittsbericht über Erneuerbare Quellen für die Stromproduktion,
- Perspektiven für den Binnenmarkt mit Gas und Strom,
- Untersuchung des europäischen Gassektors und Stromsektors,
- Plan für die prioritären Verbindungsleitungen,
- Nachhaltige Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen,
- Europäischer Strategischer Plan für Energietechnologien,
- PINC – Hinweisendes Nuklearprogramm,
- Beschränkung der Klimaänderung auf 2 Grad Celsius.

2.2 Prioritäten der EU-Energiepolitik im Zusammenhang mit der Energieversorgungssicherheit

Die Energieversorgungssicherheit wird im allgemeinen als verlässliche Energielieferungen betrachtet, als gesicherter Zugang zu Energiequellen und Brennstoffen in benötigter Menge und Qualität zu angemessenen Preisen.

Die Energieversorgungssicherheit hat einen wichtigen Platz im sog. „Energiepaket“. In dessen Teil 3.2. „Solidarität zwischen den Mitgliedsstaaten und der Sicherheit bei den Lieferungen von Erdöl, Erdgas und Strom“ wird ein Rahmen für die Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit von Energielieferungen bestimmt. Der Strombinnenmarkt erhöht die wechselseitige Abhängigkeit der Mitgliedsstaaten von Strom – und Gaslieferungen. Auch bei der Erfüllung der Energieeffizienzziele und der Ziele für die Erneuerbaren werden Erdöl und Erdgas auch weiterhin mehr als die Hälfte des Bedarfs der EU ausmachen, mit einer hohen Abhängigkeit von den Importen bei beiden Sektoren (über 90% bei Erdöl und etwa 80 % im Fall von Erdgas im Jahr 2030). Die Stromproduktion wird vom Erdgas stark abhängen. Die EU ist sich der steigenden Abhängigkeit vom Import von fossilen Brennstoffen bewusst, daher unterstützt sie vermehrt die Nutzung heimischer Brennstoffe wie auch Erneuerbarer, was eine positive Auswirkung auf die Erhöhung der Energieversorgungssicherheit hat.

Ohne bedeutenden Technologiedurchbruch wird im Verkehr auch weiterhin Erdöl dominieren. Die Liefersicherheit wird dennoch auch weiterhin der entscheidende Faktor für die Wirtschaft der EU sein, die gute Beziehung zu den traditionellen Erdgaslieferanten im Rahmen des Europäischen Wirtschaftsraums hat, vor allem Norwegen, aber auch Russland und Algerien und die davon überzeugt ist, dass sie sich in Zukunft noch verbessern werden.

Für die EU bleibt die Förderung einer Diversifizierung der Quellen, der Lieferanten und der Transportrassen wie auch der Transportarten wichtig. Benötigt wird die Einführung von effektiven Mechanismen, damit die Solidarität zwischen den Mitgliedsstaaten im Falle einer Energiekrise gesichert ist. Besonders wichtig ist das in den Fällen, wenn mehrere Mitgliedsstaaten stark oder vollkommen von einem einzigen Erdgaslieferanten abhängig sind.

Die Energieversorgungssicherheit sollte auf verschiedene Arten unterstützt werden:

- Maßnahmen sind notwendig für jene Staaten, die von einem Lieferanten abhängig sind und die eine Diversifizierung erzielen sollten. Die Kommission wird die Implementierung der unlängst transponierten Richtlinie über die Sicherheit der Erdgaslieferungen verfolgen und deren Effektivität auswerten. Es sollten auch Projekte ausgearbeitet werden, die Erdgas aus neuen Gebieten bringen sollten, neue Verteilungszentren für Erdgas in Mitteleuropa und in den baltischen Staaten werden eingeführt, es werden bessere Möglichkeiten für die strategischen Vorräte eingeführt und die Errichtung neuer Terminals für flüssiges Erdgas erleichtert werden. Es sollten auch Methoden zur Stärkung der existierenden Solidaritätsmechanismen zur Lösung von Krisen untersucht werden, wie es z.B. das Netz der Energiekorrespondenten und die Koordinationsgruppe der Gaswirtschaft sind. Daneben würden die strategischen Erdgasvorräte zur Sicherheit der Erdgaslieferungen beitragen. Die Investitionen in die neuen Speicher – und Transportkapazitäten zur Sicherstellung einer höheren Sicherheitsstufe würden durch Kosten ausgeglichen werden, die für die Konsumenten entstehen.
- Der Mechanismus der strategischen Erdölvorräte der EU hat sich bewährt und sollte auch erhalten werden. Er wird über die IEA gemeinsam mit den Vorräten der übrigen OECD-Länder effektiv koordiniert. Die Art, mit der die EU ihren Beitrag zu diesem

Mechanismus koordiniert, sollte verbessert werden. Die Mitgliedsstaaten sollten die Übermittlung der Berichte verbessern. Es sollte die Frage, ob die Vorräte ausreichend sind analysiert werden und eine verbesserte Koordination wäre erforderlich, wenn die IEA zu einer Freigabe der Vorräte aufruft. Im Jahre 2007 führt die Europäische Kommission eine Analyse dieser Fragen durch.

- Die Stromverbindungen und verbindliche, durchsetzbare Standards bei der Zuverlässigkeit und bilden einen dritten Teil, der vor allem bei der Reduktion der Befürchtungen betreffend Liefersicherheit von Strom hilft.

Der Europäische Rat verabschiedete beim Frühjahrsgipfel von März 2007 die Schlussfolgerungen des Vorsitzes, die die Notwendigkeit eines integrierten Zugangs zur Politik bei Klimaschutz und Energie betonte, wie auch den Aktionsplan für die Energiepolitik für die Jahre 2007 bis 2009. Beim Umweltschutz bedeutete dieses grundlegende strategische Dokument für die EU Schlüsselvorschläge, die bei der Reduktion der CO₂-Emissionen und weiterer Verbrennungsprodukte eingehalten werden müssen, die den Treibhauseffekt auf der Erde erhöhen. Das betrifft die Einschränkung von CO₂-Emissionen aus allen Primärenergiequellen bis 2020 um mindestens 20% (im Vergleich zum Niveau 1990) so, dass es über den Druck der internationalen Abkommen zu einem Erfolg des Kiotoprotokolls mit dem Ziel einer 30 % Einschränkung in allen Industrieländern bis 2020 und bis 2050 um mindestens 50 % kommt (im Vergleich zum Niveau von 1990). Es wurde ein Mindestziel für die Verwendung von Erneuerbaren im Verkehrsbereich von 10 % bis 2020 und das Ziel von 20 % Erneuerbarenanteil am gesamten Energieendverbrauch in der EU bis 2020 festgesetzt.

Im Jänner 2008 stellte die EU-Kommission zur Erreichung der genannten Ziele beim Frühjahrsgipfel das Klima - und Energie-Paket vor. Es ist ein ambitioniertes Ziel, das die wirtschaftliche Entwicklung der EU-Mitgliedsstaaten in den nächsten Jahren stark bestimmen wird. Neben der Reduktion der Treibhausgasemissionen werden neue Regeln zu einer höheren Energieeffizienz beitragen und vor allem zu Stärkung der Energieversorgungssicherheit. Das Klima – und Energiepaket stellt ein wesentliches Instrument zur Verringerung der Treibhausgase und Erhöhung des Anteils an Erneuerbaren im Energiemix dar.

Das Klima – und Energiepaket umfasst neue Regeln zur Gewährleistung von staatlicher Unterstützung und vier Legislativvorschläge:

- RL Förderung Erneuerbare Energien,
- Richtlinie zur Änderung der RL 2003/87/EG über die Emissionshandel,
- Effort - sharing der Mitgliedsstaaten in Bereichen außerhalb des Emissionshandels,
- Richtlinie über die geologische Speicherung von CO₂

Bei der Festlegung der individuellen Ziele bemühte sich die EU-Kommission Schlüsselprinzipien anzuwenden, wie die ökonomische Effektivität, Transparenz, Gerechtigkeit, Solidarität und Verbindlichkeit in der Erfüllung der akzeptierten Ziele. Ein wichtiges Element der endgültigen Legislativvorschläge war auch die integrierte Vorgangsweise für die Problematik der Treibhausgasverringerungen und die Förderung der Erneuerbaren, da dies die effektivste Art der Minimierung negativer Synergien von Maßnahmen ist, die bei unkoordinierter Erfüllung der Ziele eintreten könnte.

Das Grundprinzip dieser Vorschläge ist die Änderung und Ausweitung des Systems des Handels um weitere Sektoren, die Aufhebung der Emissionsallokation mit Hilfe von Nationalen Allokationsplänen und die schrittweise Einführung eines Systems von Auktionen, wobei in der Energiewirtschaft bereits im Jahre 2013 zu 100 % Auktionen eingeführt sein

sollten. Es gibt auch ein nationales Ziel für die SR für Sektoren außerhalb des Handelsschemas (+ 13% im Vergleich zu 2005), geschaffen wurde auch die Gesetzgebung für die Abtrennung und Speicherung von CO₂ und ein nationales Ziel für den Anteil an Erneuerbaren am Endenergieverbrauch (14% im Jahr 2020), wie auch flexible Mechanismen zu deren Erreichung und es wurden Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe eingeführt.

Der Aktionsplan für die Energiepolitik für 2007 bis 2009 enthält auch prioritäre Aktionen zur Erreichung der Ziele der Energiepolitik für den Gas – und Strombinnenmarkt, Energieversorgungssicherheit, internationale Energiepolitik, Energieeffizienz und Energie aus Erneuerbaren, wie auch den Emissionshandel und Energietechnologien. In Anknüpfung an die Maßnahmen des Aktionsplans wurde im Oktober 2007 der Europäische Strategieplan für Energietechnologien (SET-Plan) präsentiert und im Februar 2008 verabschiedet.

Der Aktionsplan umfasst Prioritäten um die Ziele der Energiepolitik zu erreichen, die auf den Binnenmarkt mit Gas und Strom, die Liefersicherheit, internationale Energiepolitik, Energieeffizienz und Erneuerbare Energien abzielen, wie auch den Emissionshandel und Energietechnologien.

Die konkreten Maßnahmen für die Jahre 2007 bis 2009 sind in der Beilage der Schlussfolgerungen zum Aktionsplan des Europäischen Rats für die Energiepolitik definiert. Dieser unterstreicht die Notwendigkeit die Liefersicherheit für die EU als ganze zu verbessern, wie auch für die einzelnen Staaten durch:

- effektive Diversifizierung der Energiequellen und Transportwege, wodurch sich die Wettbewerbsintensität auf dem Energiebinnenmarkt erhöht,
- Sicherstellung effektiver Reaktionsmechanismen im Falle einer Krise, in der Form gegenseitiger Zusammenarbeit und vor allem unter Nutzung der existierenden Mechanismen, wobei es nach einer gründlichen Untersuchung der existierenden Mittel notwendig ist ein breites Spektrum an Möglichkeiten zu erwägen, die prinzipielle Verantwortung der Mitgliedsstaaten im Bereich der heimischen Nachfrage zu berücksichtigen und auf eine geeignete Art Warnmöglichkeiten zu nutzen, die ein Netz von Korrespondenten für die Energieversorgungssicherheit bietet,
- Verbesserung der Transparenz der Angaben über das Erdöl und Untersuchung der Infrastruktur der EU für die Lieferungen von Erdöl und der Mechanismen der EU für die Schaffung von Erdölreserven, die den Krisenmechanismus der IEA ergänzen, vor allem bei der Verfügbarkeit im Falle einer Krise,
- gründliche Analyse der Verfügbarkeit von Gasspeicherin in der EU und deren Kosten,
- Bewertung der Auswirkung des aktuellen und potentiellen Energieimports und der Bedingungen der relevanten Netze für die Liefersicherheit in die einzelnen Mitgliedsländer, Einrichtung von „Energiebeobachtern“ im Rahmen der Europäischen Kommission.

Negative globale Erscheinungen, wie etwa Klimawandel, Lebensmittel – und Weltfinanzkrise mit möglichen Folgen auf die Finanzierung von Investitionsvorhaben, eine beunruhigende geopolitische Entwicklung in vielen Energieressourcen-Ländern, lassen die EU-Mitgliedsländern zu einer schnelleren Verabschiedung von Maßnahmen für mehr Energieversorgungssicherheit der Mitgliedsländer gelangen. Die SR wird sich aktiv an diesem Prozess in der EU beteiligen.

3 Energiepolitik der SR

Die Energiepolitik der SR bestimmte ihre prinzipiellen Ziele im Rahmen der Entwicklung der Energiewirtschaft langfristig und konstatierte, dass die Sicherstellung des maximalen Wirtschaftswachstums unter der Voraussetzung der Nachhaltigkeit von der Zuverlässigkeit der Energielieferungen bei optimalen Kosten und entsprechendem Umweltschutz abhängig ist.

3.1 Ziele der Energiepolitik der SR

Die Energiepolitik war der Ausgangspunkt für die Entwicklung der Stromwirtschaft, Wärmewirtschaft, Gaswirtschaft, Verarbeitung und Transport von Erdöl, Kohleförderung und Nutzung von Erneuerbaren Energiequellen. Sie definierte drei Ziele:

1. Sicherstellung einer sicheren und verlässlichen Lieferung von allen Energieformen in benötigter Menge und Qualität,
2. Verringerung des Bruttoenergieverbrauchs je Einheit am Bruttoinlandsprodukt – Verringerung der Energieintensität,
3. Sicherstellung eines produzierten Stromvolumens, das die Nachfrage ökonomisch rational befriedigt.

Für die Erfüllung der energiepolitischen Ziele für drei wesentliche Prinzipien festgelegt:

1. Ersatz der stillgelegten Produktionsanlagen für Strom, so dass der Ersatz die Erzeugung einer solchen Strommenge garantiert, die primär die heimische Nachfrage ökonomisch rational befriedigt,
2. Annahme von Maßnahmen zum Energiesparen und zur Erhöhung der Energieeffizienz auf Verbraucherseite,
3. Verringerung der Abhängigkeit von Stromlieferungen aus Risikogegenden – Diversifizierung bei der Energiegewinnung, wie auch bei den Transportwegen,
4. Nutzung von heimischen Primärenergiequellen für die Erzeugung von Strom und Wärme auf ökonomisch effektiven Prinzipien,
5. vermehrte Nutzung der Kogeneration von Wärme und Strom,
6. Nutzung von Atomenergie als eine diversifizierte, ökonomisch effektive und ökologisch akzeptable Option der Stromerzeugung,
7. Sicherstellung der nuklearen Sicherheit bei allen betriebenen Nuklearanlagen,
8. Erhöhung des Anteils der erneuerbaren für die Erzeugung von Strom und Wärme mit dem Ziel, adäquate ergänzende Quellen zur Deckung der heimischen Nachfrage zu haben,
9. Fertigstellung von System und Netz, so dass sichere und zuverlässige Übertragung, Transport und Distribution von Strom und Gas gesichert sind,
10. Errichtung neuer Verbindungen, um Anschluss an den Binnenmarkt der EU wie auch den Markt von Drittländern zu finden,
11. Unterstützung für die alternativen Treibstoffe im Verkehr.

3.2 Ziele und Prioritäten der Energieversorgungsstrategie der SR

Die Hauptziele der Energieversorgungsstrategie:

Das Ziel der Energieversorgungsstrategie ist eine wettbewerbsfähige Energiewirtschaft, die eine sichere, zuverlässige und effektive Lieferung aller Energieformen unter akzeptablen

Preisen unter Berücksichtigung des Schutzes der Abnehmer, der Umwelt, der nachhaltigen Entwicklung, der Versorgungssicherheit und der technischen Sicherheit bietet.

Die Energiewirtschaft ist ein Schlüsselfaktor für alle Wirtschaftszweige und einer der Schlüsselbereiche der Wirtschaft. Die Energieversorgungssicherheit ist Teil der nationalen Sicherheit und eines der Instrumente zur Sicherung der Souveränität, der politischen Unabhängigkeit und wirtschaftlichen Sicherheit.

Die Energieversorgungssicherheitsstrategie der SR mit Ausblick bis 2030 soll die Autarkie bei der Stromproduktion, eine optimale Preispolitik, aktive Exportpolitik der SR und eine Stärkung der Position eines Transitlands bei Strom, Gas und Öl wie auch eine zuverlässige Versorgung mit Wärme und anderen Energieträgern sichern.

Es ist notwendig eine Diversifizierung bei den Quellen und den Transportwegen für Öl und Gas zu fördern und Bedingungen für die Errichtung von Verbindungsleitungen mit den Systemen der umliegenden Länder zu bewerkstelligen, Bedingungen zur erhöhten Nutzung von Erneuerbaren bei der Erzeugung von Strom und Wärme wie auch eine Nutzung von Biotreibstoffen beim Transport zu gestalten. Dasselbe gilt auch für eine effektive und rationale Nutzung von heimischen Energieressourcen um die Importabhängigkeit zu verringern.

Eine zuverlässige Stromversorgung kann nur durch eine ausreichende Menge von diversifizierten Quellen auf dem Staatsgebiet der SR, eine diversifizierte Lieferung von Energieprimärquellen und die Errichtung von ausreichenden grenzüberschreitenden Übertragungsnetzen erreicht werden.

Für die Verringerung der Energieintensität und die Erhöhung der Energieversorgungssicherheit ist es notwendig, eine entsprechende Gesetzgebung auszuarbeiten und die volle Implementierung der relevanten Rechtsvorschriften der EU unter Berücksichtigung der speziellen Gegebenheiten der SR zu erzielen.

Die SR wird daher die negativen Auswirkungen von lebensnotwendigen Ressourcen durch die Verringerung der Energie – und Rohstoffintensität der Wirtschaft, Diversifizierung dieser Quellen, der ökologischen Nutzung der Ressourcen, einer besseren Verwendung von Erneuerbaren, aber auch durch eine konkrete Beteiligung an der Erhöhung von Sicherheit und Stabilität von Region und Land durch Gewinnung und Beförderung der genannten Kommoditäten bewirken. Die SR wird sich an der Erfüllung der Maßnahmen der NATO und der EU-Forderungen an die Energieversorgungssicherheit beteiligen. Gleichzeitig wird das Risiko eines Zusammenbruchs der Wirtschaft der SR in Folge irgendeiner Störung der Sicherheit durch die Vorbereitung von Maßnahmen verringert, mit denen die Anwendung der Instrumente der Behörden zur Minimierung der negativen Folgen einer Beeinträchtigung der Sicherheit des Staates und die Erneuerung des ursprünglichen Zustands garantiert wird, eventuell durch die Sicherung von strategischen, bzw. essentiell wichtigen Rohstoffen.

Die Energieversorgungssicherheit kann nicht auf der Ebene der Wirtschaft angesiedelt werden. Es ist notwendig sich darüber klar zu werden, dass die Energieversorgungssicherheit etwas kostet, weil die Kosten für die Energielieferungen steigen. Eine Lösung sollte allerdings die Erfüllung der Bedingungen für Sicherheit, wirtschaftliche Akzeptanz und Nachhaltigkeit sein.

Die Energieversorgungssicherheit benötigt auch die Schaffung von ausreichenden Mechanismen des Staates und der einzelnen Behörden zur Umsetzung. Es handelt sich vor

allem um die Möglichkeiten innerhalb der europäischen und der slowakischen Legislative. Diese ermöglicht es einzelnen Subjekten verpflichtende Maßnahmen aufzuerlegen.

Im folgenden werden Maßnahmen für den Bereich der Versorgung mit Kohle, Erdöl, Erdgas, Wärme, Strom, Nutzung von Erneuerbaren und Erhöhung der Energieeffizienz vorgeschlagen, die in den Schlussfolgerungen der einzelnen Teile ausgearbeitet werden.

4 Gesetzliche Regelungen zur Energieversorgungssicherheit

4.1 Gesetze der EU

Um die Bedingungen für Unternehmen der Energiewirtschaft und die Bestimmung der Rechte und Pflichten für die einzelnen Subjekte auf dem Energiebinnenmarkt zu regeln, wurden auf der EU-Ebene eine Reihe von Rechtsvorschriften verabschiedet (Überblick s. Beilage).

4.2 Gesetze der SR

Die Gesetzgebung zur Energiewirtschaft, mit der die Richtlinien der EU transponiert wurden, betreffen die Regeln des Binnenmarkts mit Strom und Gas, wie sie vom Nationalrat der SR am 26. Oktober 2004 beschlossen wurden. Die Gesetze gelten seit 1. Jänner 2005. Dabei handelt es sich um:

- Gesetz Nr. 656/2004 Slg. über die Energiewirtschaft und einige Gesetze,
- Gesetz Nr. 657/2004 Slg. über die Wärmebewirtschaftung,
- Gesetz Nr. 658/2004 Slg., womit Gesetz NR. 276/2001 Slg. über die Regelungen in den Netzbereichen und die Änderung und Ergänzung einiger Gesetze im Wortlaut späterer Vorschriften, geändert und ersetzt wird.

Am 7. Februar wurde Gesetz Nr. 107/2007 Slg verabschiedet, mit dem Gesetz Nr. 276/2001 Slg über die Regelungen in Netzbereichen und die Änderung und Ergänzung einiger Gesetze im Wortlaut späterer Vorschriften, geändert und ersetzt wird, mit Geltung ab 15.3.2007.

Am 7. Februar 2007 wurde das Gesetz Nr. 99/2007 Slg. verabschiedet, mit dem das Gesetz Nr. 657/2004 Slg. über die Wärmewirtschaft geändert und ergänzt wurde, und mit dem Gesetz Nr. 455/1991 der Gewerbeverordnung im Wortlaut späterer Vorschriften mit Geltung ab 1.4.2007 ergänzt wird. Am 14. Februar 2008 wurde das Gesetz Nr. 112/2008 Slg. verabschiedet, womit Gesetz Nr. 656/2004 Slg. über die Energie verändert wird. Am 2. Juli 2008 kam es zur Verabschiedung des Gesetzes Nr. 283/2008 Slg., mit dem Gesetz 656/2004 über die Energie geändert wird, mit Wirkung ab 1.8.2008.

Teil der Energiegesetzgebung sind auch allgemein verbindliche Rechtsvorschriften, die auf der Grundlage dieser Gesetze erlassen werden.

Ein genauer Überblick über die geltenden Rechtsvorschriften der SR und die Anführung des Bereichs, für den sie gelten, findet sich in der Beilage.

4.3 Analyse der Übereinstimmung zwischen EU-Gesetzgebung und SR

Die EU-Gesetzgebung für den Bereich Energiewirtschaft wird vor allem durch die RL 2003/54/EG über die gemeinsamen Regeln zum Strombinnenmarkt und die RL Nr. 20003/EG über die gemeinsamen Regeln für den Gasbinnenmarkt repräsentiert.

Die RL wurde mit den Gesetzen Nr. 656/2004 Slg. über die Energiewirtschaft und die Änderung einiger Gesetze (weiter nur „Gesetz über die Energiewirtschaft“) und Nr. 658/2004 Slg. über die Regelung der netzabhängigen Energiebranchen voll umgesetzt. Auf der Grundlage dieser Gesetzgebung wurden entsprechende Verordnungen des Wirtschaftsministeriums der SR, des Regulators URSO und die Regierungsverordnung Nr. 123/2005 Slg. erlassen, mit denen die Regeln für das Funktionieren des Erdgasmarkts (weiter

nur „Regeln für den Erdgasmarkt“) und Nr. 124/2005 Slg. für den Strommarkt festgelegt wurden.

Grundlegende Ziele und Grundsätze der Richtlinien und ihre Transponierung in die Gesetze der SR sind in der Beilage zu finden.

5 Informationen über den aktuellen Stand der Energieversorgungssicherheit

Die Verfügbarkeit von Rohstoffen, Energiequellen, Wasser, Lebensmitteln und Prozessen für die Verbesserung der Umwelt spielen eine wichtige Rolle. Einerseits fördert sie das Wirtschaftswachstum, andererseits führt deren Mangel zu einer verlangsamten Entwicklung und das wiederum kann bis zu humanitären Krisen und Destabilisierung von politischen Systemen führen.

Es könnte die Situation drohen, dass die Wirtschaft einschließlich der Regionen, die sich den veränderten Bedingungen des Funktionierens der Weltwirtschaft nicht anpassen und die potentiellen Bedrohungen bei der Energieversorgung ignorieren, eine Destabilisierung des politischen und ökonomischen Systems bewältigen müssen. Die Staaten mit einer kleinen und offenen Wirtschaft werden immer weniger die Ströme von Informationen, Technologien, Finanztransaktionen und Bevölkerungsmigration steuern können. Es verändert sich nicht nur die traditionelle Struktur von Partnerschaften und Gruppierungen, sondern auch die Transparenz bei der Entscheidung von Regierungen.

5.1 EU-Binnenmarkt

In den vom Import fossiler Brennstoffe abhängigen Staaten, ist die Energieversorgungssicherheit vor allem von geopolitischen Aspekten abhängig, deren Lagerung und Ersatzmöglichkeiten. Das liegt zwar in der Kompetenz der Regierungen der Mitgliedsländer der EU und das wird als Frage der nationalen Souveränität betrachtet, wenn auch das schrittweise Zusammenwachsen der Energiemärkte im Rahmen der EU zu einem starken Block einige Fragen der Energiepolitik auf die politische Agenda der EU verlagert.

Es wird geschätzt, dass wenn keine Maßnahmen getroffen werden, sich die Energieabhängigkeit der EU von Drittländern von 50% im Jahre 2000 auf 70% im Jahre 2030 erhöht haben wird. Es werden 66% der verbrauchten Kohle, 90% des Erdöls importiert werden. Aus Russland werden bis zu 60% des importierten Erdgases kommen, wobei die gesamte Importabhängigkeit von dessen Import für die EU 80% erreichen wird.

Der einzige G8-Staat, der auch in Zukunft Energieexportland sein wird, ist Russland. Unter dem Aspekt der Energieversorgungssicherheit muss die EU somit ein Interesse daran haben, dass Russland ein zuverlässiger Partner bleibt und eine Gefährdung der Energieimporte aus Russland ein minimales Risiko darstellt.

Man geht davon aus, dass in der EU bis zum Jahre 2030 mehr als 1000 Mrd.Euro zur Verringerung der Importabhängigkeit bei fossilen Brennstoffen und die Sicherstellung von Energieverfügbarkeit investiert werden sollten. Der Schwerpunkt wird vor allem bei der Verwendung von lokalen Energiequellen liegen, der Verringerung des Energieverbrauchs und der Bewältigung der Konsequenzen der steigenden Preise von Erdöl und Erdgas. Die behandelt den Energiebinnenmarkt von einem komplexen Zugang aus und stellt Erneuerbare Energie, Energieeffizienz und die Diversifizierung der Wege und Quellen in den Vordergrund.

Mittels eines einheitlichen Markts möchte die EU die Mannigfaltigkeit bei der Versorgung mit Energiequellen unterstützen, neue Handelsmöglichkeiten schaffen, den Energiehandel unterstützen um die Kosten und Preise zu verringern und die Wettbewerbsfähigkeit zu verbessern. Die EU ist gegen die Verordnung von Preisdeckelungen, da diese das

Funktionieren des Energiebinnenmarkts, wie auch die Preissignale über die Notwendigkeit neuer Kapazitäten behindern könnten und die Energielieferungen verringern. Sie ist für Fertigstellung eines europäischen Distributionssystems für Erdöl, Gas und Strom und einen wettbewerbsfähigen gesamteuropäischen Markt mit Energie bis 2009.

Die EU tritt für unabhängige Betreiber des Systems ein, für unabhängige Behörden und neue Subjekte auf Gemeinschaftsebene, damit Preismanipulationen verhindert werden. Im Vordergrund steht auch die Harmonisierung von technischen Normen.

Bei der Formierung der energiewirtschaftlichen Infrastruktur betont die EU:

1. Verbindung der Stromsysteme zwischen Deutschland, Poland und Litauen, aber auch Frankreich und Spanien.
2. Nutzung der Windenergie an der Ostsee und Anbindung an das Netz.
3. Unterzeichnung des Vertrags über die Nutzung der Transeuropäischen Netze für 5 Jahre.
4. Inbetriebnahme der Gaspipeline Nabucco vom Kaspischen Meer bis Mitteleuropa.
5. Sicherung von Finanzmitteln, die für die Übertragung des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms in das Distributionsnetz notwendig sind.
6. Gemeinsame und verbindliche Normen für die Sicherheit des Netzes.

Die energiewirtschaftliche Sicherheit im Rahmen der EU rechnet mit Solidarität bei Lieferausfällen bei Strom, Gas und Öl. Es wird die Notwendigkeit der Diversifizierung von Quellen und Transportwegen betont, die Schaffung von strategischen Vorräten, das Investieren in Lagerkapazitäten und Distributionsnetzen und bei Erdgas die Errichtung von neuen Terminals. Sie beabsichtigt eine Analyse der Erdölreserven der EU und deren Koordination durchzuführen, um eine strategische Nutzung des Systems der Erdölvorräte zu erzielen.

Die EU betont die Energieeffizienz und Energieeinsparungen, die jährlich bei 4 202 TJ liegen sollten. In den Jahren 2008 bis 2017 sollten Einsparungen bis zu 9% des gesamten Endenergieverbrauchs darstellen. Eng im Zusammenhang mit den Energieeinsparungen steht der Emissionshandel, der zu einer Verringerung des Treibhausgasausstoßes und zu einer Veränderung der Produktion und anschließend auch des Verbrauchs von Energie führen sollte. Im Rahmen dieses Programms verabschiedete die Kommission im Oktober 2006 den „Aktionsplan für die Energieeffizienz bis 2020“ mit dem Ziel des Primärenergieverbrauchs um 20%. Mit der Realisierung dieses Plans würde um bis zu 13% weniger Energie verbraucht, was einer Einsparung von 100 Mrd. Euro entsprechen würde. Die Emission von Treibhausgasen würde um 780 Mio. t jährlich reduziert werden

Im März 2007 betonte der Europäische Rat die Notwendigkeit eines integrierten Zugangs der EU zur Energiepolitik. Diese Politik soll:

- Die Ziele der Gemeinsamen Politik festlegen, ausarbeiten und eine klare Strategie für die Sicherstellung und Ausweitung des Energieliefermix realisieren;
- Ausarbeitung von jährlichen Aktionsplänen für den Europäischen Rat um die Schritte zu beobachten, auf neue Herausforderungen reagieren zu können, Anknüpfen eines Dialogs mit den wichtigsten Produzenten und Energielieferanten;
- Schaffung einer gesamteuropäischen Energiegemeinschaft soll ermöglicht werden und dazu führen, dass die Energiepolitik in andere Politiken mit den notwendigen externen Dimensionen aufgenommen wird;

Unterstrichen wird die Erhöhung der Produktionseffizienz, die Übertragung, die Distribution von Strom und Wärme, die Einschränkung der Verwendung von Geräten, die nicht den Normen entsprechen, aber auch eine Besteuerung, die eine effizientere Stromverwendung erbringen soll. Auf die Verwendung von Strom aus Erneuerbaren Quellen ausgerichtet ist „Der Europäische Strategieplan für Energietechnologien.“ Der Plan soll eine Verringerung der Kosten für saubere Energie, die Produktion von Strom und Wärme aus kohlenstoffarmen Energieträgern in Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen, eine Förderung von Innovation, Wissenschaft und Forschung sicherstellen. In der EU wird gemäß dem 7. Forschungsrahmenprogramm eine Erhöhung der Forschungsausgaben für F&E bis 2014 um 50% erhöht. Es damit gerechnet, dass sich bis 2030 die installierte Leistung in KKW von 368 GW im Jahre 2006 auf 416 GW erhöht und auch das Problem der Entsorgung gelöst sein wird. Die Internationale Energieagentur rief im November 2006 zur Errichtung weiterer Kernkraftwerke auf, im Sinne der Energieversorgungssicherheit und der Bekämpfung des Klimawandels.

Das Monitoring der aktuellen Situation und der anzunehmenden Entwicklung ist eines der wesentlichen Elemente der Europäischen Energiepolitik. Die EU-Kommission schlägt daher die Einrichtung einer Agentur des Energieversorgungsbeobachters vor. Das langfristige Ziel der EU ist jedoch, dass die MS durch unabhängige Regulatoren effektiv die Entwicklung des Energiebinnenmarkts regeln und den Wettbewerb bei der Energieversorgung unterstützen und mit Trennung der Eigentümer des Netzes die Wahl des Energielieferanten und Entwicklung des Binnenmarkts unterstützen. Die Richtlinie der EU bestimmt die Regeln für den Strommarkt, Gasmarkt, die Sicherheit der Stromlieferungen und der Investitionen in die Infrastruktur, die Pflicht zur minimalen Bevorratung von Erdöl und Erdölprodukten, die Energieeffizienz des Endverbrauchers von Energie, die Energiedienstleistungen, die Förderung von Energie aus Erneuerbaren auf den Strombinnenmarkt. Der EU geht es um die Schaffung einer gesamteuropäischen Energiegemeinschaft und die Eingliederung der Energiewirtschaft in die anderen externen Prioritäten.

5.2 Slowakische Republik

Die SR übernahm beim Übergang zur Marktwirtschaft die Tradition makroökonomischer Voraussicht, einer vorsichtigen Wirtschaftsgebarung, relativ niedrige Inflation und Verschuldung. Unter den sich transformierenden Staaten reihte sich die Slowakei unter die entwickelten Industriestaaten.

Die qualifizierten und im Vergleich mit dem Westen gering entlohnten Arbeitskräfte in Kombination mit der strategisch günstigen Lage in der Mitte Europas, bringt unter dem Aspekt der Wettbewerbsfähigkeit der Produkte gute Aussichten für die Zukunft. Diese Aussichten realisieren sich schrittweise auf der Grundlage der Reformen und fortschreitenden Restrukturalisierung der Wirtschaft. Bei der Formierung der Staatlichkeit hat die SR allerdings eine bei Energie, Ressourcen und Material intensive Produktionsstruktur geerbt. Diese Struktur erhöhte zusammen mit der Konzentration der industriellen Produktion auf Schwerindustrie, Waffenproduktion, Aluminiumerzeugung, Chemie usw. die Energieintensität, die Anforderungen an den Rohstoffimport und die Notwendigkeit die Risiken in Verbindung mit einer eventuellen Lieferunterbrechung bei Energie zu lösen. Die tragenden Entwicklungsprogramme erhöhten die Energieintensität.

Die Struktur der Industrieproduktion weist noch heute einen hohen Bedarf an Import von Brennstoff, mineralischen Rohstoffen, Substraten auf, deren Preise sich deutlich erhöhen.

Trotz der Restrukturalisierung ist es für die SR charakteristisch, dass der Reproduktionsprozess bei wachsenden Anforderungen an die Mobilisierung von zusätzlichen nachwachsenden und nicht nachwachsenden Rohstoffen verläuft. Bis heute wurde das Modell billigerer Arbeitskräfte, die negativen Auswirkungen einer unzureichenden Entfaltung der Infrastruktur in Bezug auf die Produktions-, Nichtproduktions-, aber auch gesellschaftlichen und individuellen Bedürfnisse nicht überwunden. Das Niveau der technischen Grundlagen und Infrastruktur entspricht noch immer nicht den internationalen Parametern und verlangsamt die Entwicklung der Wirtschaft der SR.

Die bisherige Transformation der Wirtschaft und der damit verbundene Umfang an Veränderungen erwies sich als kostspielig. Nach dem EU-Beitritt geriet die Wirtschaft in Vorbereitung der Einführung des Euro an einen Punkt, an dem es eine klare Konzeption für die weitere Ausrichtung der volkswirtschaftlichen und sozialen Entwicklung der Gesellschaft geben sollte. Die Energieversorgungssicherheit geriet vor allem mit der Abschaltung des KKW V1 Bohunice und der drohenden Stromimportabhängigkeit in den Vordergrund des Interesses.

Die Restrukturalisierung der Volkswirtschaft verändert nur schrittweise die Struktur der Industrieproduktion. Es verringert sich der Anteil der Produktion, der stark energieintensiv und importabhängig ist, aber auch der Produkte, bei denen ein regelmäßiger Innovationszyklus zum Vorteil eines steigenden Dienstleistungsanteils beim BIP möglich ist. Neue Technologien und Strukturänderungen ermöglichen eine Einsparung von Energie, Rohstoffen, Umweltschutz und Intensivierung der Reproduktionsprozesse. Die Restrukturalisierung sollte zu einem geringeren Bedarf an Brennstoffen und Energie bei der Produktion führen, und zu einem Ende der veralteten Technologien.

Das Wirtschaftswachstum gemessen am BIP führt zu Veränderungen beim Endverbrauch der Haushalte, Investitionen, Verbrauch der Staatsverwaltung und beim Nettoexport. Der Erhalt des hohen BIP-Wachstums erfordert daher, dass die Systemveränderung konsequent realisiert werden und das Zusammenspiel der sachlichen Voraussetzungen beim Funktionieren des Marktmechanismus erhalten wird. BIP pro Einwohner der SR sollte das Niveau der durchschnittlichen entwickelten EU-Staaten erreichen.

Zurzeit führt die SR erfolgreich Strukturreformen durch, womit grundlegende Voraussetzungen für ein langfristiges und nachhaltiges Wachstum geschaffen werden. Das hohe BIP-Wachstum der Jahre 2005 – 2007 ermöglicht die Feststellung, dass die SR zu den Staaten mit der höchsten Wirtschaftsdynamik zählt. Unter dem Einfluss der Investitionstätigkeit und steigenden Beschäftigungsrate darf man erwarten, dass sich die Wirtschaft auch in den nächsten Jahren dynamisch entwickeln wird.

Das erfordert allerdings eine sichere Energieversorgung, Diversifizierung der Energiequellen und eine ausreichende Kapazität für die grenzüberschreitenden Energiesysteme und Netze. Die Energiewirtschaft wird so zu einem der Schlüsselfaktoren der Wirtschaft, der die Schaffung von passenden Bedingungen erfordert.

Die SR ist als ein EU-Mitgliedsland Teil eines größeren Wirtschaftsraums und einer politischen Gruppierung. Die Energiepolitik der SR ist somit mit der Energiepolitik der EU eng verbunden, aber auch mit Angebot und Nachfrage nach Energie in der Weltwirtschaft. Ein Ergebnis dieser Politik ist die makroökonomische Stabilität, die Modernisierung der Volkswirtschaft, das hohe Tempo des Wirtschaftswachstums und die Integration in die EU. Die kleine und offene Wirtschaft der SR erreichte innerhalb von 10 Jahren ihrer Existenz die Erhöhung des BIP-Wachstums, Direktinvestitionen aus dem Ausland, vor allem in den Bankensektor, in Energiewirtschaft, Autoherstellung und Dienstleistungen. Der Privatsektor macht 90 % der Volkswirtschaft aus. Die Dienstleistungen beteiligen sich mit 66,5% an der Schaffung des BIP, die Industrie zu 30%, Landwirtschaft 3,5%. Die Regierung versucht die

Arbeitslosigkeit zu bekämpfen, unterstützt den Anstieg des Lebensstandards, widmet ihre Aufmerksamkeit der Sozialpolitik und der ungleichmäßigen Entwicklung der Regionen und verringert den Inflationsdruck.

Die SR importiert allerdings 90 % der Primärenergiequellen, und das vor allem aus der Russischen Föderation. Der Stromverbrauch erhöhte sich in den vergangenen drei Jahren um 3%. In Folge der Restrukturalisierung der Wirtschaft, der steigenden Energiepreise, aber auch der Sparmaßnahmen verringerte sich zwischen 1990 bis 2003 der Gesamtenergieverbrauch um 30 %. Dabei ist die Energieintensität fast doppelt so hoch im Vergleich zum OECD – Durchschnitt und beträgt das Vierfache im Vergleich zum Durchschnitt der EU-27. In der Vordergrund rücken im Zusammenhang mit der Energieversorgungssicherheit der SR auch Einsparungen im Unternehmensbereich und in den Haushalten wie auch ein geeigneter Energiemix.

Bis 2010, sollte sich durch die steigende Nachfrage in Industrie und Verkehr das Gesamtangebot an Energiequellen um 2,6 % auf 18,7 Mtoe erhöht haben (Mtoe=10⁶ toe; 1 Tonne Erdöl stellt 1 Tonne Erdöläquivalent dar; 1 toe = 41,868 GJ) und der Ednverbrauch um 5,4% auf 12,3 Mtoe. Der Stromverbrauch um 6,4% auf 31,9 TWh (2.7 Mtoe) und von Erdöl um 2,9% auf 3,5 Mtoe, bei einem konstanten Gasverbrauch von 4,1 Mtoe. Die Nachfrage nach Atomstrom und nach Erdöl und Biomasse wird sich erhöhen. Das Risiko liegt vor allem bei der hohen Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen auch einer Quelle und strategischen Erdölvorräten. Unter dem Aspekt der Energieversorgungssicherheit ist es notwendig, die künftige Stromimportabhängigkeit zu reduzieren, bei einem prognostizierten Verbrauchszuwachs um 1,6 %, wobei bei einer Abhängigkeit von über 15% das Funktionieren der Wirtschaft gefährdet ist. Daher ist der Schwerpunkt vor allem auf die Autarkie bei der Stromerzeugung zu legen und sich nicht nur der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Energiesystems zu widmen, sondern auch der Nutzung von alternativen Energiequellen für die Erzeugung von Strom und Wärme. Die Restrukturalisierung der Wirtschaft und ihre effektive Einbindung in die Weltwirtschaft sind ohne die Verringerung der Energieintensität und Erreichung der Energieversorgungssicherheit unvorstellbar.

Um die geforderten Ziele und Prioritäten im Rahmen der Energieversorgungssicherheit der SR zu erzielen, ist es notwendig, die Energieeffizienz unter Beachtung des Umweltschutzes zur erhöhen, die Entwicklung des Marktes unter gleichzeitiger Verringerung der Importabhängigkeit der SR bei Energie zu verringern und den Übergang auf einen Energiesektor mit starkem Wettbewerb abzuschließen.

Um ein transparentes und nicht diskriminierendes Umfeld zu schaffen, sind die bestehenden Kompetenzen der Behörden der Staatsverwaltung zu nutzen.

Kompetenzen und Wirkungsfeld der Antimonopolbehörde der SR

In der Marktwirtschaft ist der Konkurrenzdruck einer der grundlegenden Mechanismen für das effektive Funktionieren des Marktes. Die Antimonopolbehörde der SR soll als Garant eines gleichberechtigten Wettbewerbs fungieren.

Ziel des Wettbewerbsschutzes ist es zu verhindern, dass dominante Subjekte ihre dominante Marktposition missbrauchen, um so mögliche Konkurrenz vom Markt zu entfernen.

Die Antimonopolbehörde der SR übt gemäß Gesetz Nr. 136/2001 Slg. über den Wettbewerbsschutz folgende Aufgaben aus:

- Untersuchungen des relevanten Marktes,

- Erteilt Entscheidungen darüber, welche Aktivitäten einem Unternehmer gemäß Gesetz 136/2001 Slg. untersagt sind; entscheidet darüber, ob bestimmte Handlungen untersagt sind und erteilt die Pflicht einen gesetzeswidrigen Zustand zu beseitigen,
- Entscheidet darüber, ob eine Behörde bei der Exekution der Staatsverwaltung, eine Behörde der Territorialen Selbstverwaltung das Gesetz Nr. 136/2001 Slg. verletzt hat,
- geht in allen Fragen des Wettbewerbsschutzes gemäß den Bestimmungen des Gesetzes Nr. 136/2001 Slg. oder Sondervorschriften vor,
- kontrolliert die Einhaltung der Entscheidungen, die in den Verfahren von dieser Behörde getroffen wurden,
- garantiert die internationalen Beziehungen im Bereich des Wettbewerbsschutzes auf Behördenebene,
- schlägt weitere Maßnahmen zum Schutz und zur Förderung des Wettbewerbs vor.

Kompetenzen und Befugnisse der Regulationsbehörde von netzgebundenen Bereichen

Gegenstand, Umfang, Bedingungen und Art der Regulation in netzgebundenen Bereichen sind durch Gesetz Nr. 276/2001 Slg. geregelt. Die Novellierungen der Jahre 2007 und 2008 regelten auch Transparenz, objektive und faire Preisgestaltung in den netzgebundenen Bereichen.

Die Behörden für die Preisregelung in netzgebundenen Bereichen sind die Behörde für die Regulation von netzgebundenen Bereichen und der Rat für die Regulation.

Die Behörde für die Regulation von netzgebundenen Bereichen:

- sichert transparenten, nicht diskriminierenden und effektiven wirtschaftlichen Wettbewerb in netzgebundenen Bereichen gemäß dieses Gesetzes mit Betonung des Verbraucherschutzes,
- regelt Preise gemäß des Regulationsgesetz,
- erstellt Regeln für das Funktionieren des Strom – und Gasmarkts,
- erstellt Regeln und Vorgangsweisen für die Veröffentlichung von Informationen über die Preise von Waren und Dienstleistungen und die Bedingungen für die Lieferung von Waren und Dienstleistungen,
- schlägt den Umfang der Preisregulation vor, als auch die Art der Preisregelung gemäß dem Regulationsgesetz,
- beobachtet das Niveau der erzielten Transparenz des Marktes und die Effektivität des Wettbewerbs am Markt mit Waren und Dienstleistungen, deren Lieferung ein Gegenstand der Regulation laut Regulationsgesetz ist und verabschiedet Maßnahmen zur Verbesserung und Förderung eines Wettbewerbsumfelds,
- entscheidet über die Regulation anderer Waren oder Dienstleistungen gemäß § 12 Abs. 12 des Gesetzes über die Regulation,
- genehmigt verbindliche Regeln für Auktionen für Stromerzeuger und Stromlieferanten und Stromhändler und führt die Aufsicht über den Verlauf dieser Auktionen durch.

Ziele und Prioritäten der Regulationspolitik sind unter anderem:

- Anwendung von Regulationsinstrumenten und Methoden, die eine transparente und nicht diskriminierende Durchführung der Tätigkeit in den netzgebundenen Branchen sicherstellen,
- Nutzung aller verfügbaren Regulationsinstrumente, um eine dominierende Marktstellung zu verhindern und die Rechte der berechtigten Bezieher und Haushalte zu schützen,
- Schaffung von Bedingungen für ein ständiges nicht diskriminierendes und transparentes Funktionieren des Strom – und Gasmarktes, Monitoring und Auswertung der Wirksamkeit von Regeln für das Funktionieren des Marktes,

- Festlegung von angemessenen Bedingungen, Arten und Vorgangsweisen für den Anschluss und den Zugang zu Netz oder System, als grundlegende Bedingung für die erhöhte Effizienz des Funktionierens des Marktes,
- Schaffung von Bedingungen für erhöhten Wettbewerb durch die schrittweise Beseitigung der Barrieren auf den Märkten mit Strom und Gas, vor allem bei den Dienstleistungen in Verbindung mit deren Lieferung,
- Sicherung einer Förderung des Wettbewerbsumfelds im Strombinnenmarkt, durch die Festlegung von fairen Regeln im grenzüberschreitenden Stromaustausch einschließlich der Förderung von geeigneten Kompensationsmaßnahmen,
- Sicherung der Implementierung solcher Vorgangsweisen und Regulationsinstrumente in Sekundärvorschriften, deren Folge erhöhte Versorgungssicherheit bei Strom, Gas, Investitionen in die Infrastruktur und Wahrung des optimalen Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage darstellt,
- Schutz der Konsumenten vor unbegründeter Erhöhung der regulierten Preise, durch die Festlegung von limitierenden ausgewählten Posten für die Kosten, von Höchstpreisen und Höchstprofiten um solche Preise zu erreichen, die bei Waren und Dienstleistungen in den Netzbranchen mit den übrigen EU-Ländern vergleichbar sind,
- Schaffung von Bedingungen für eine effektive Entwicklung, sicheren und verlässlichen Betrieb von Energie-, Wasser-, und Kanalisationsnetzen,
- Schutz der berechtigten Interessen der Lizenzhalter für Aktivitäten in netzgebundenen Branchen, damit eine Amortisierung ihrer Investitionen möglich ist,
- Bei Entstehen einer außerordentlichen Marktsituation, Gefährdung des Markts durch ein unzureichend entwickeltes Wettbewerbsumfeld oder zum Schutz des Konsumenten, kann eine Regulation auch für eine andere Ware oder Dienstleistung eingeführt werden, auf der die Entstehung dieser Vorkommnisse beruht, oder Schutz des Konsumenten erfordert.

Kompetenz des Wirtschaftsministeriums der SR

- Verantwortlich für die Ausarbeitung der Energiepolitik mit optimaler Nutzung heimischer Potentiale an Rohstoffen, technischem und personellem Potential,
- Sichert die Einhaltung der verabschiedeten internationalen Verpflichtungen im Energiebereich,
- Beobachtet die Einhaltung der Versorgungssicherheit bei Strom und Gas,
- Ausarbeitung der Vorschläge für Maßnahmen zur Versorgungssicherheit bei Strom und Gas,
- Legt Kriterien für die technische Sicherheit von Netz und System fest,
- Bestimmt die Pflichten bei Krisensituationen,
- Bestimmt Verantwortlichkeiten für den Ausgleich von Systemschwankungen auf einem bestimmten Gebiet,
- Entscheidet über die Vergabe von Beglaubigungen über die Übereinstimmung eines Investitionsvorhabens mit der langfristigen Konzeption der Energiepolitik,
- Verabschiedet Maßnahmen zur Sicherung von Vorhaben zur Förderung von Stromproduktion aus erneuerbaren Energien,
- Analysiert die Einhaltung der verabschiedeten Maßnahmen zur Sicherung der Vorhaben im Bereich der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien,
- Veröffentlicht einen Jahresbericht über die Monitoringergebnisse über die Versorgungssicherheit bei Strom und Gas im Rundbrief des Ministeriums und den Internet-Seiten des Ministeriums,
- Veröffentlicht alle fünf Jahre einen Bericht über die Vorhaben im Bereich Stromproduktion aus erneuerbaren Energie und die dazu verabschiedeten Maßnahmen im Rundbrief des Ministeriums und den Internet-Seiten des Ministeriums,

- Veröffentlicht alle zwei Jahre einen Bericht über die Maßnahmen, die dazu dienen, die Zuverlässigkeit der Ursprungszertifikate des erzeugten Stroms zu bestätigen, im Rundbrief des Ministeriums und den Internet-Seiten des Ministeriums,
- Übermittelt der EU-Kommission die Anträge auf Ausnahme von Verpflichtungen, die die gemeinsamen Regeln des Strom- und Gasbinnenmarkts mit sich bringen,
- Realisiert die von der EU-Kommission beschlossenen Maßnahmen,
- Sichert die Erfüllung der internationalen Verpflichtungen,
- Erstellt eine langfristige Konzeption der Energiepolitik der SR, deren Bestandteil auch die Entwicklung der Wärmewirtschaft ist, erstellt methodische Ausrichtung für die Entwicklungskonzepte der Gemeinden im Bereich Wärme,
- Setzt Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz neuer Wärmeerzeugung und Erhöhung der Wirtschaftlichkeit existierender Systeme an Wärmeanlagen durch,
- Entscheidet über die Errichtung eines Systems von Wärmeanlagen mit einer installierten Leistung ab 10 MW,
- Entscheidet über die Bestätigungen über die abgelegte Prüfung fachlicher Eignung in der Wärmewirtschaft.

6 Mögliche Entwicklungsszenarien der Energieversorgungssicherheit der SR

6.1 Kohle

Die erwartete Erhöhung des Weltverbrauchs an Primärenergiequellen um etwa 2 % jährlich zwischen 2000 – 2030 führt zur Verringerung der Reserven auf etwa 50 Jahre bei Erdöl, um 70 Jahre bei Gas und 120 Jahre für Steinkohle und etwa 300 bei Braunkohle. Diese Betrachtung zeigt, dass Kohle in Zukunft die bedeutendste Energiequelle sein wird.

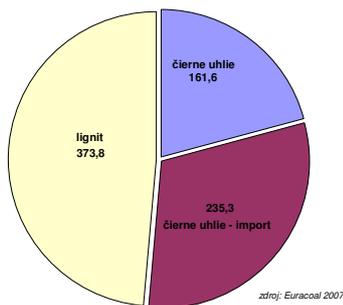
6.1.1 Bedeutung von Kohle in der Energieversorgung der EU-Staaten

Die wichtigsten Länder mit Steinkohleförderung sind in der EU: Polen, Deutschland, UK, CR und Spanien. Die größte Menge an Lignit wird in Deutschland gefördert. Es folgen Griechenland, Polen, CR, Rumänien, Bulgarien, Ungarn, Spanien, Slowenien und Slowakei. Einen bedeutenderen Handel mit Lignit gibt es nur zwischen der SR und CR.

Insgesamt wurde 2006 in der EU 770,7 Mio. t an Lignit und Steinkohle abgebaut und an Steinkohle importiert. Weltweit ist das der 3. Platz nach China (ca. 2 Milliarden jährlich) und den USA (ca. 950 Mio. t jährlich). Die EU ist allerdings der weltweit größte Importeur. Innerhalb der letzten 5 Jahre erhöhte sich der Weltmarktpreis von Koks von 70 auf 500 USD/t. In Deutschland wird der begonnenen Prozess der Reduktionen beim Kohleabbau fortgesetzt, aber es werden z. B. in der Region Hamm die Öffnung eines neuen Kohlereviere mit einer projektierten Kapazität von 3,5 Mio. t Koks Kohle jährlich und Investitionskosten von ca. 800 Mio.Euro pro Jahr eröffnet. **Wie auch Frankreich, welches die Kohleförderung im Jahre 2004 eingestellt hat und nun die Wiederaufnahme erwägt.**

Überblick über Abbau, Import und Export von Kohle in den Ländern der EU-25 bieten die folgenden Grafiken:

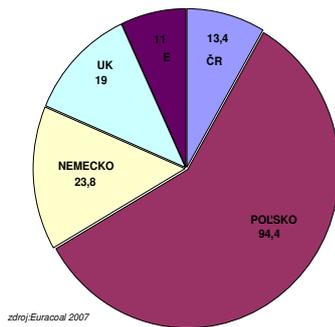
Graf č.1: ŤAŽBA a IMPORT UHLIA v EÚ - 25 v r. 2006 v mil. t
(celkom = 770,7 mil.t)



Grafik Nr. 1: Kohleförderung und Import in den EU-25 im Jahr 2006 in Mio.t (gesamt = 770,7 Mio. t)

Legende: gelb: Lignit, blau: Steinkohle, weinrot: Steinkohleimport
aus: Euracoal 2007

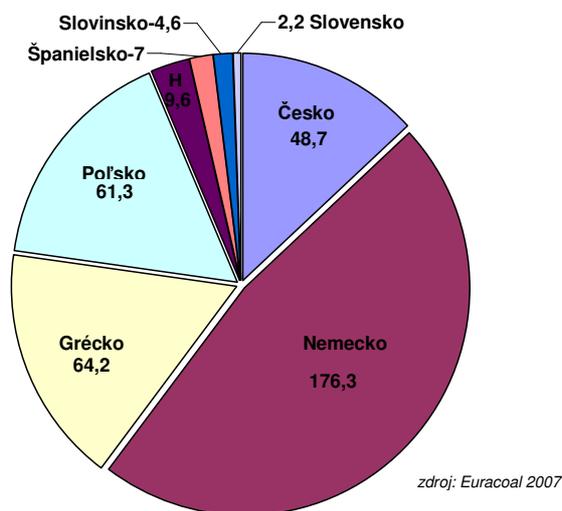
Graf č.2: ŤAŽBA ČIERNEHO UHLIA v EÚ-25 v r. 2006 v mil. t
(celkom = 161,6 mil.t)



Grafik Nr. 2: Steinkohleförderung und Import in den EU-25 im Jahr 2006 in Mio.t (gesamt = 161,6 Mio. t)

Legende: gelb: BRD, türkis: UK, lila: F, blau: CR, weinrot: Polen
aus: Euracoal 2007

Graf č.3: ŤAŽBA LIGNITU v EÚ-25 v r. 2006 v mil. t
(spolu = 373,8 mil. t)



Grafik Nr. 3: Lignitförderung der EU-25 im Jahr 2006 in Mio.t (gesamt = 373,8 Mio. t)

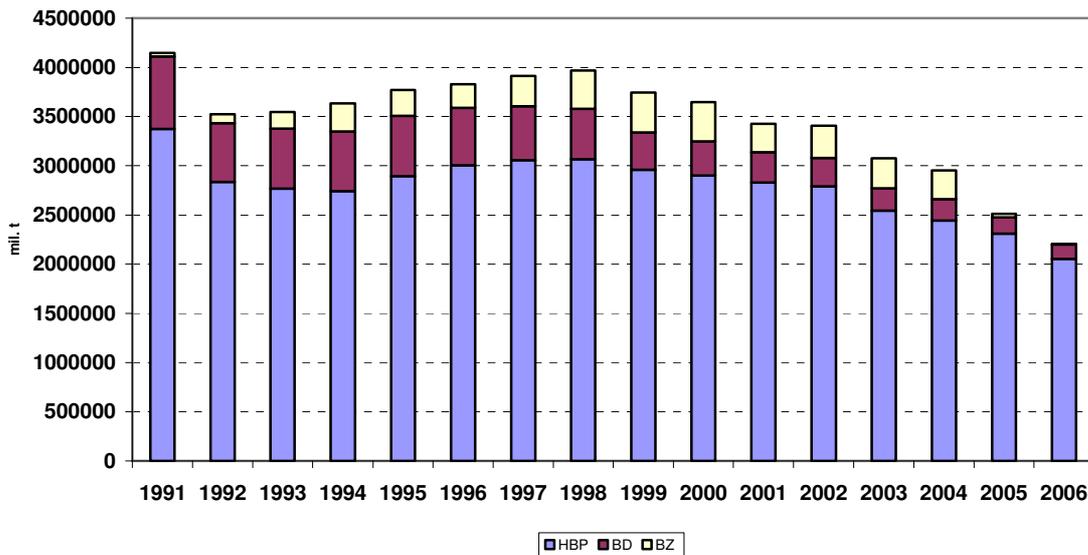
Legende: gelb: Griechenland 64,2 %, türkis: Polen 61,3 %, lila: Ungarn 9,6 %, Spanien orange 7%, Slowenien blau 4,6 %, 2,2 Slowakei bläulich, blau: CR, weinrot: Deutschland 176,3
aus: Euracoal 2007

6.1.2 Bedeutung von Kohle in der Energiewirtschaft der SR

In der SR wird keine Steinkohle gefördert. Die Entwicklung bei der Braunkohle – und Lignitförderung in den übrigen Jahren ist in Grafik Nr. 4

Grafik Nr. 4: Lignitabbau in der SR in den Jahren 1991 - 2006

Graf č.4: ŤAŽBA LIGNITU na SLOVENSKU v r. 1991-2006



Quelle: Wirtschaftsministerium SR Bana Cary, AG BZ, Bana Doina, Velky Krtis – BE, Hornonitrianske bane Prievidza, Prievidza –HBP

Ein Teil des Lignits wird importiert, allerdings ist der Steinkohleimport von größerer Bedeutung. Im Jahre 2005 wurden ca. 5,65 Mio. t Steinkohle, 0,286 Mio. t Koks und 0,826 Mio. t. Lignit importiert. Gleichzeitig exportiert wurden ca. 0,145 Mio. Koks. Aus der Steinkohle wurden 1,846 Mio. t Koks erzeugt. Der Rest wurde direkt größtenteils im Kraftwerk Vojany für die Wärmeproduktion verbraucht.

Die Bedeutung der heimischen Kohleförderung kann man wie folgt kurz charakterisieren: hohe Abhängigkeit vom Import von Primärenergiequellen (ca. 90%) – die Kohle ist nach dem Wasserkraftpotential der Flüsse die einzige bedeutendere heimische Quelle und verringert die Importabhängigkeit,

Erhaltung von gesellschaftlicher Solidarität durch den Erhalt von Arbeitsplätzen,
Kohle für die Stromerzeugung und dadurch Schaffung von Bedingungen für die Regulation des Stromsystems der SR durch heimische Quellen von Primärenergie,
Beitrag zur Stromlieferungssicherheit einschließlich der Quellendiversifizierung,

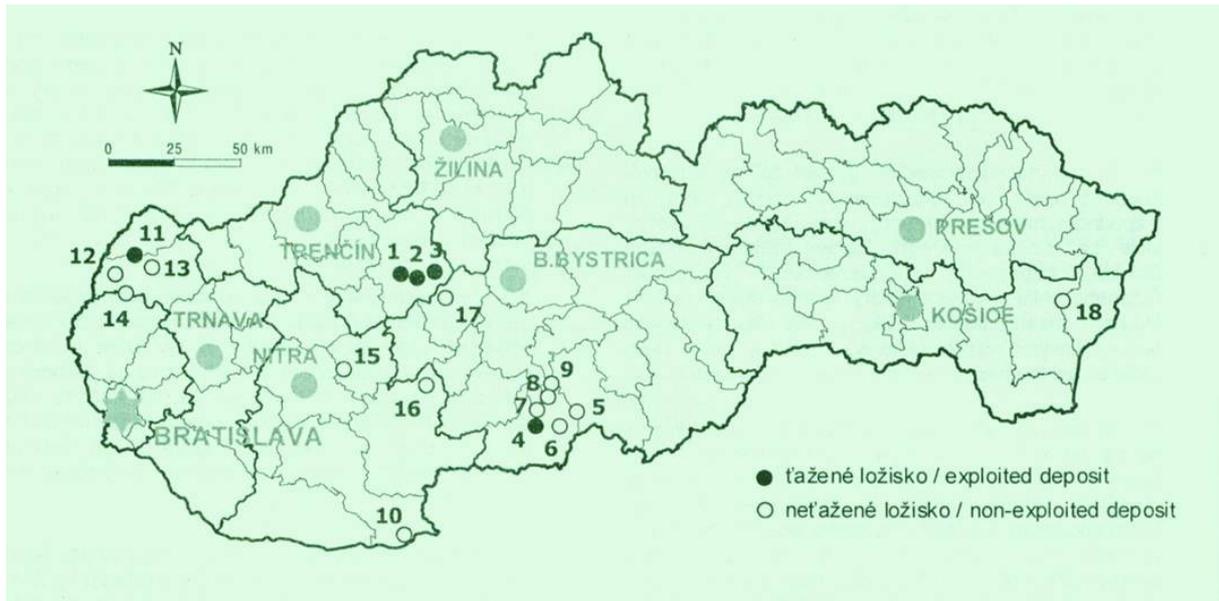
6.1.3 Vorkommen und Verbrauch von heimischer Kohle in der SR

Die offenen Vorkommen an Braunkohle und Lignit der Slowakei sind in der Abschlussphase der Förderung. Zurzeit wird die Erneuerung von gestoppten Abbautätigkeiten in Bani Cary. In Bani Dolina AG Velky Krtis (BD) läuft der Abbau der Restvorkommen. Es werden vor allem die Vorkommen in den Minen von Hornonitrianské Prievidza (HBP) gefördert, wobei auch hier es sich eher eine limitierte Aussicht für die Nutzung der heimischen Kohle handelt.

In der SR gibt es folgende Vorkommen, wo ausschließlich Braunkohle und Lignit vorkommen:

Braunkohle: 1. Nováky, 2. Cigeľ, 3. Handlová, 4. Modrý Kameň, 5. Ľuboriečka, 6. Žihľava, 7. Horné Strháre, 8. Veľký Lom, 9. Červeňany, 10. Štúrovo-Obid

Lignit: 11. Gbely, 12. Kúty, 13. Štefanov, 14. Lakšárská Nová Ves, 15. Beladice, 16. Pukanec, 17. Kosorín, 18. Hnojné



Bilanz der Vorkommen von ausschließlich Anthrazit (A) und von Braunkohle (HU) in der SR zum 1.1.2006 zeigt die folgende Tabelle:

Lagerstätte VORKOMMEN, PARAMETER			EINHEIT	Anthrazit	BRAUNKOHLE										SUMME			
				Veľká Tŕňa	Obid	Handlová	Handlová (Cigeľ)	Nováky II.etapa	Nováky I.	Červeňany	Horné Strháre	Luboriečka	Modrý Kameň	Veľký Lom	Žihľava- Vátovce	A	Braunkohl e	
				č. lož. 16 zv = 6 85/92/95*	č. lož. 2 zv = 6 60/95/01	č. lož. 27 zv = 1 55/94/94	č. lož. 26 zv = 1 62/94/94	č. lož. 1 zv = 6 63/94/01	č. lož. 28 zv = 1 61/94/94	č. lož. 32 zv = 6 90/94/99	č. lož. 3 zv = 6 84/95/01	č. lož. 30 zv = 6 90/94/01	č. lož. 29 zv = 2 55/99/00	č. lož. 787 zv = 6 96/96/02	č. lož. 31 zv = 6 61/95/99			
wirtschaftlich abbaubar	Z 1	frei	kt	0	0	16 252	3 324	0	20 480	0	0	0	0	0	0	0	40 056	
		gebunden	kt	0	0	593	0	0	13 987	0	0	0	0	0	0	0	0	14 580
	Z 2	frei	kt	0	0	16 947	4 993	0	19 731	0	0	0	0	0	0	0	0	41 671
		gebunden	kt	0	0	2 290	0	0	14 050	0	0	0	0	0	0	0	0	16 340
	Z 3	frei	kt	2 008	0	1 960	11 743	0	7 687	0	22 145	0	0	11 779	11 012	2 008	0	66 326
		gebunden	kt	0	0	0	3 706	5 250	50 937	0	0	0	0	0	0	0	0	59 893
nicht wirtschaftlich abbaubar			kt	5 998	16 716	12 863	17 567	1 060	18 585	11 155	12 659	53 245	49 571	12 098	30 220	5 998	235 739	
PARAMETER	Mächtigkeit		m	N	N	4,58	4,15	N	10,66	N	2,93	N	1,97	N	N	-	-	
	Volumenmasse ^{a)}		g/cm ³	1,81	N	N	N	1,33	N	N	N	1,41	N	N	1,56	N	-	-
	Heizwert		MJ/kg	19,93	16,39	12,95	10,52	10,87	9,58	9,94	11,80	7,58	11,34	10,56	11,70	-	-	-
	Asche ^{b)}		%	31,76	25,00	30,89	39,72	24,51	38,59	43,33	30,18	53,47	30,39	44,56	29,10	-	-	-
	Wasser		%	6,95	16,07	19,36	N	35,55	N	26,95	27,44	28,05	N	22,49	32,30	-	-	-
	Schwefel ^{c)}		%	1,27	3,74	1,21	N	4,84	N	2,25	4,09	3,39	N	3,40	N	-	-	-
	Arsen ^{d)}		g/t	45,13	916,00	N	N	1053,00	N	35,00	19,74	41,00	N	18,00	N	-	-	-

Quelle : Wirtschaftlich abbaubare Vorkommen der SR zum 1.1. 2006, Umweltministerium der SR und ŠGÚDŠ, Bratislava, Juni 2006

Erläuterungen: 85/92/95* = erste Berechnung der Vorkommen/jüngste Berechnung der Vorkommen/genehmigte

č.lož. 16 = Nummer der Lagerstätten

zv = Zeichen für die Nutzung der Lagerstätte

- 1 = Lagerstätten mit entwickeltem Abbau, d.h. ausreichend erschlossen und technisch ausgestattet zur Förderung
- 2 = Lagerstätten mit reduziertem Abbau, t. j. Lagerstätten, bei denen es innerhalb von 10 zum Ende der Abbauarbeiten kommen wird
- 3 = Lagerstätten in Ausbau – Lagerstätten in Untersuchungsphase, die zur Ausbau und Planung führt
- 4 = Lagerstätten mit eingestellter Förderung, temporär oder final
- 5 = nicht betriebene Lagerstätten – untersuchte Lagerstätten, bei denen mit Nutzung in absehbarer Zeit zu rechnen ist
- 6 = nicht betriebene Lagerstätten – untersuchte Lagerstätten, bei denen nicht mit Nutzung in absehbarer Zeit zu rechnen ist
- 7 = Lagerstätten, die untersucht werden

Lagerstätte VORKOMMEN, PARAMETER			EINHEIT	LIGNIT = L									ZUSAMMEN L	ZUSAMMEN BRAUNK OHLE u. LIGNIT
				Pukanec č. lož. 8 zv = 6 81/95/01 *	Hnojné č. lož. 10 zv = 6 59/95/01	Beladice č. lož. 33 zv = 6 50/93/94	Kúty č. lož. 4 zv = 6 56/94/00	Lakšárska Nová Ves č. lož. 5 zv = 6 85/94/00	Štefanov č. lož. 9 zv = 6 82/94/00	Gbely č. lož. 7 zv = 1 75/97/98	Kosorín č. lož. 9 zv = 6 83/95/01	ZUSAMMEN		
wirtschaftlich abbaubar	Z 1	erschlossen	kt	0	0	0	0	0	0	4 826	0	4 826	44 882	
		gebunden	kt	0	0	0	0	0	0	6 225	0	6 225	20 805	
	Z 2	erschlossen	kt	4 640	0	0	12 226	0	0	38 860	0	55 726	97 397	
		gebunden	kt	0	0	0	22 116	0	0	2 589	0	24 705	41 045	
	Z 3	erschlossen	kt	1 185	0	0	47 340	0	0	3 163	0	51 688	118 014	
		gebunden	kt	34	0	0	134 298	0	0	2 297	0	136 629	196 522	
nicht wirtschaftlich abbaubar				74 880	206 055	8 267	18 184	15 147	2 181	14 306	340 017	575 756		
PARAMETER	Mächtigkeit		N	N	N	N	N	N	4,57	N	–	–		
	Volumenmasse ^{a)}		N	N	1,43	1,29	1,28	1,22	N	1,35	–	–		
	Heizwert		5,95	8,06	9,5 – 9,9	8,72	9,99	9,27	10,59	7,04	–	–		
	Asche ^{b)}		34,50	35,51	41,11	28,36	31,50	21,94	18,14	47,06	–	–		
	Wasser		52,00	45,00	29,35	40,17	36,79	47,32	44,23	37,38	–	–		
	Schwefel ^{b)}		1,10	N	3,20	3,65	1,74	3,65	2,24	1,00	–	–		
Arsen ^{b)}		8,00	N	53,00	N	33,00	46,00	26,00	110,00	–	–			

Quelle : Wirtschaftlich abbaubare Vorkommen der SR zum 1.1. 2006, Umweltministerium der SR und ŠGÚDŠ, Bratislava, Juni 2006

Erläuterungen: 85/92/95* = erste Berechnung der Vorkommen/jüngste Berechnung der Vorkommen/genehmigte - č.lož. 16 = Nummer der Lagerstätten
zv = Zeichen für die Nutzung der Lagerstätte

- 1 = Lagerstätten mit entwickeltem Abbau, d.h. ausreichend erschlossen und technisch ausgestattet zur Förderung
- 2 = Lagerstätten mit reduziertem Abbau, t. j. Lagerstätten, bei denen es innerhalb von 10 zum Ende der Abbauarbeiten kommen wird
- 3 = Lagerstätten in Ausbau – Lagerstätten in Untersuchungsphase, die zur Ausbau und Planung führt
- 4 = Lagerstätten mit eingestellter Förderung, temporär oder final
- 5 = nicht betriebene Lagerstätten – untersuchte Lagerstätten, bei denen mit Nutzung in absehbarer Zeit zu rechnen ist
- 6 = nicht betriebene Lagerstätten – untersuchte Lagerstätten, bei denen nicht mit Nutzung in absehbarer Zeit zu rechnen ist
- 7 = Lagerstätten, die untersucht werden

Die Vorkommen des Kohleförderunternehmens HBP AG Prievidza zum 1.1.2008 sind in der folgenden Tabelle zu sehen (in der Bilanz der Vorkommen der ausschließlichen Stätten sind die Vorräte entsprechend den Berechnungen der Jahre 1994 und 1998 angeführt);

Aussichten des Braunkohleabbaus von HBP AG in den Jahren 2007 – 2030

Vorräte in t		geologische	abbaubare (bilanzierungsfrei)	Heizwert in MJ/kg
Abbauraum	Handlová	47 338 000	3 369 000	17,24
	Cigeľ	38 944 000	5 284 000	13,22
	Nováky	141 964 000	30 500 000	11,94
	davon 11. ĽÚ DPN	9 926 000	7 200 000	11,75
Zusammen		228 246 000	39 153 000	12,62

Die erwartete Entwicklung der Förderung in Bani Cary, AG Cary
Stand der Vorkommen zum 1.1.2004
geologische Vorräte: 60 726 Tausend t
abbaubare Vorräte: 26 676 Tausend t

Aussichten der Förderung von Bane Cary AG in den Jahren 2008 - 2030

Jahr	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Abbau in kt	2 200	2 200	2 200	2 000	2 000	1 800	1 500	1 500
Jahr	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Abbau in kt	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 300	1 300	1 300
Jahr	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Abbau in kt	1 300	1 000	1 000	1 000	500	500	500	

Quelle: Wirtschaftsministerium der SR

Geplantes Ende der Förderung in Bane Dolina (Tausend t)

Jahr	2008	2009	GESAMT
Abbau in kt	150	55	205

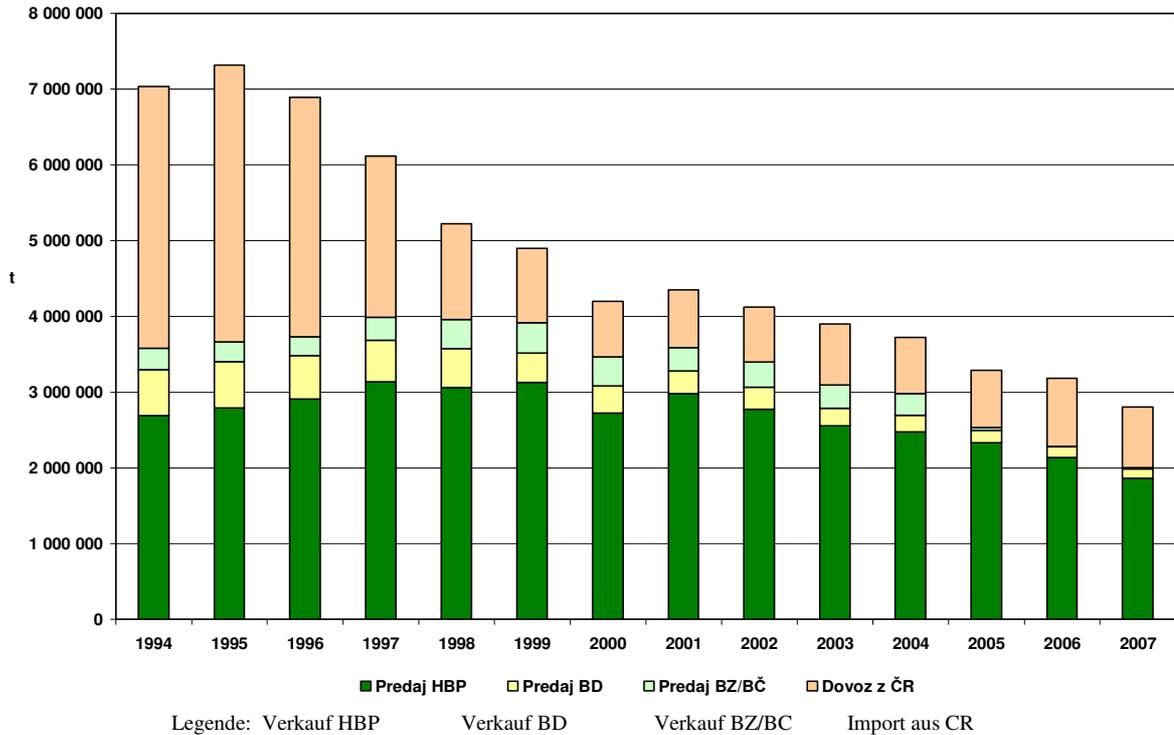
Quelle: Wirtschaftsministerium der SR

Der Gesamtverbrauch an Braunkohle in der SR beträgt ca. 3000 kt jährlich. Auf die Entwicklung der Kohleabnahme hat die Entwicklung beim Kraftwerk Novaky (ENO) einen entscheidenden Einfluss, denn es deckt mit seiner Produktion 7 bis 8 % der Stromproduktion in der SR ab. Der Gesamtverbrauch an Quellen, die heimische Braunkohle verwenden, liegt bei ca. 2 500 kt jährlich (Anteil von ENO am Verbrauch von heimischer Braunkohle und Lignit beträgt ca. 93 %), der Verbrauch von Quellen, die Importkohle verwenden, liegt bei ca. 500 kt.

Der Verkauf und der anschließende Verbrauch von getrennten Kohlearten in der SR unterliegt einem zurückgehenden Trend und die heimische Produktion verringert sich auch aufgrund des verringerten Abbaus in den Abbaugebieten, die bei Qualität und Methoden zur Produktion geeignet waren.

Entwicklung des Verbrauchs von Kohle und Lignit in der SR in den Jahren 1994 – 2007

Entwicklung des Braunkohleverbrauchs in der SR in den Jahren 1994 - 2007



Die Regierung der SR hat mit ihren Beschlüssen Nr. 356 vom 4. Mai 2005 und Nr. 639 vom 19. Juli 2006 im Rahmen des *allgemeinen Wirtschaftsinteresses* die Menge für die Produktion und Lieferung von Strom aus heimischer Kohle bis 2010 festgelegt.

Die Regierung erkannte das *allgemeine wirtschaftliche Interesse* bei Produktion und Lieferung von Strom aus heimischer Kohle für die Jahre 2005 bis 2010 an:

Jahr	Umfang	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produktion von Strom	[GWh/r]	1 651	1 603	1 603	1 957	1 881	1 890
Lieferung von Strom	[GWh/r]	1 411	1 375	1 375	1 717	1 651	1 659

Quelle: Wirtschaftsministerium der SR

6.1.4 Strategie der Kohlenutzung in der SR

Die Nutzung der Braunkohlevorkommen bedeutet eine teilweise Energieautarkie der SR, führt zur Stabilisierung der Volkswirtschaft und verringert die hohe Abhängigkeit vom Import teurer Energierohstoffe. Das Bemühen der EU um eine maximale Nutzung der eigenen Primärenergien mit dem Ziel der Diversifizierung der Energiequellen (der sekundären und der tertiären) führt zu einer Verringerung der Abhängigkeit von Energiequellen außerhalb der EU.

Zusammen mit Kohle kann bei der gemeinsamen Erzeugung von Strom und Wärme auch Biomasse verbrannt werden, bzw. Abfälle, vor allem in Zusammenhang mit Wirbelschichtfeuerung und GuD mit integrierter Kohlevergasung – (Integrated Coal Gasification Combined Cycle – IGCC). Dabei ist es auch notwendig mit einer schrittweisen Anstieg der Nutzung von Biomasse und Abfällen, bzw. der schrittweisen Ersetzung oder Ergänzung gewisser Kohlemengen zu rechnen, und das bei beiden weiter unten angeführten Alternativen.

Alternativen, die die Effektivität und Wirtschaftlichkeit der Förderung berücksichtigen

Die Alternative rechnet nur mit dem Abbau an bereits erschlossenen Vorkommen und dem Abbau der Vorräte, die zugänglich gemacht sind. Bedeutend sind im Prinzip drei Abbaustätten, und das nur bei Lignit (Braunkohle und Lignit zusammen im Sinne der internationalen Klassifizierung von Kohle EHK OSN aus dem Jahre 1998) – Lagerstätte Nováky, Handlová und Gbely. An diesen Stätten wird Lignit vom Unternehmen Hornonitrianske bane Prievidza AG und Bana Cary AG abgebaut. Das Gebiet Modrý Kamen ist im Rahmen der Reduzierungen durch die Gesellschaft Bana Dolina AG. erschöpft. Die Beendigung des Abbaus wurde für das Jahr 2009 beschlossen, kann sich allerdings im Rahmen der Liquidierung um 1-2 Jahre verzögern.

Annahme für die Lebensdauer der geöffneten Braunkohleflöze für Braunkohle in der SR

Braunkohleflöz	Gesellschaft	geschätzte Lebensdauer
Nováky	HBP AG	2030
Handlová	HBP AG	2011
Gbely	Baňa Čáry AG	2050
Modrý Kameň	Baňa Dolina AG	2009

Quelle: Wirtschaftsministerium SR

Durch die angenommene Abbaudauer bei den genannten Braunkohleflözen nach 2010 ist die Nachfrage für die abgebaute Kohle unter wirtschaftlichen Bedingungen gesichert. Das bedeutet, dass der Status des heimischen Braunkohleabbaus als allgemeines wirtschaftliches Interesse bis 2020 verlängert werden sollte.

Die angenommene Eignung für die Förderung der einzelnen Abbaugebiete bis 2030 zeigt die folgende Tabelle:

Angenommene Entwicklung des Braunkohleabbaus in der SR bis 2030

Abbaugebiet	Einheit	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Cigel'	kt	560	495	400	0	0	0	0
Handlová	kt	350	300	300	300	300	0	0
Nováky	kt	1 290	1 405	1 500	1 200	1 200	1 000	500
HBP AG gesamt	kt	2 200	2 200	2 200	1 500	1 500	1 000	500
BD AG	kt	150	55	0	0	0	0	0
BČ AG	kt	80	300	450	500	500	500	500
SR gesamt	kt	2 430	2 555	2 650	2 000	2 000	1 500	1 000

Quelle: Wirtschaftsministerium SR

Alternative der maximalen Ausnutzung der Kohlevorkommen

Diese Alternative rechnet mit der Fortsetzung des Abbaus an den bereits offenen Flözen und der Erschließung weiterer an den Abbaustätten Nováky, Handlová und Gbely. Es wird mit der Erneuerung des Abbaus von Modrý Kamen gerechnet. Zu den bedingt bedeutenden Stätten unter der Gesichtspunkt des klassischen Tag – und Untertagebaus kann man neben den genannten Abbaustätten auch Kúty und Pukanec nennen. Einigen Empfehlungen zufolge könnte man hier auch das Flöz Stefanov nennen, wo ca. 15 Mio. t nicht wirtschaftlich abbaubaren Lignitvorkommen liegen, mit einem Energiewert von 13,9 PJ Energie. Die übrigen Flöze und ihre Vorräte können nur in der Form geologischer Vorräte angegeben werden, seien es nun wirtschaftlich abbaubaren oder nicht wirtschaftlich abbaubare Vorkommen. Zusammen stellen sie mit den Vorkommen der erschlossenen und geförderten Flöze ca. 1,1 Milliarde Tonnen dar. Davon sind ca. 575 Mio. t nicht wirtschaftlich abbaubar.

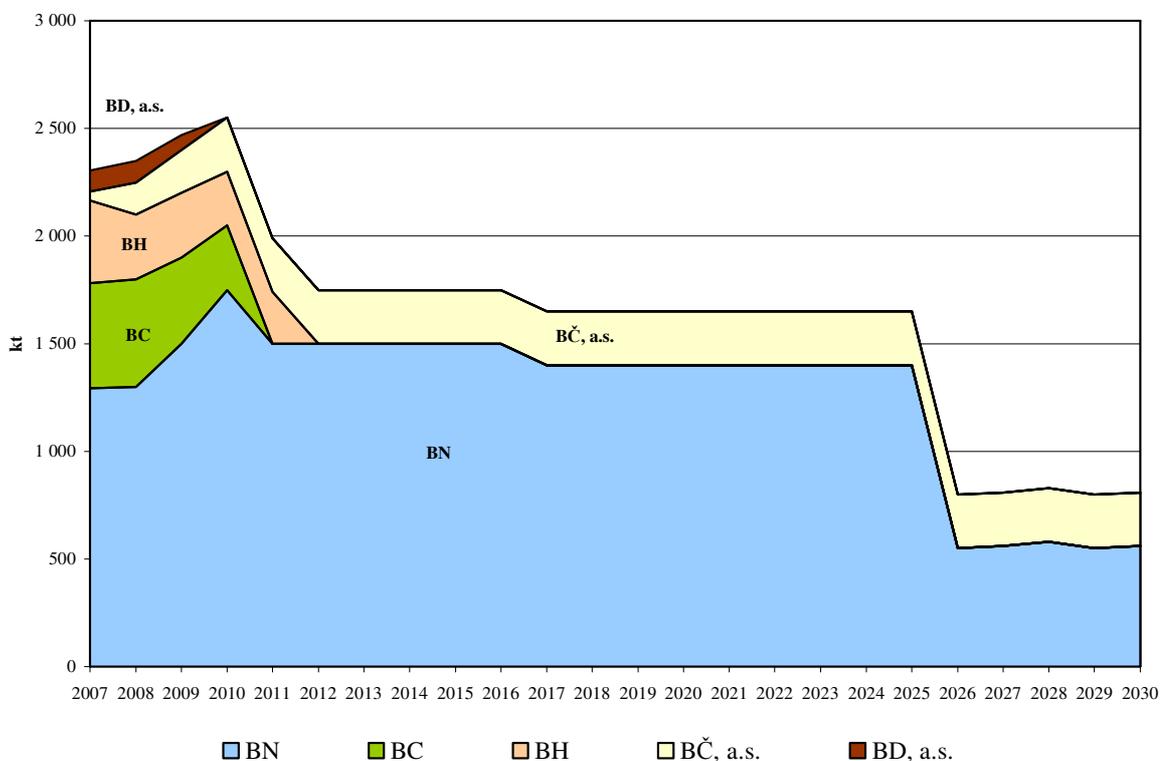
Die Abbaueignung der SR beim Braunkohleabbau nach 2020 ist bedingt durch:

- Abbaueignung von Bane Cary AG nach 2020,
- Umfang der Investitionskosten für die Erschließung neuer Vorkommen auf den Flözen Novaky und Handlova in den Jahre 2011 - 2020,
- Umfang der Explorations – und Erschließungsarbeiten an den übrigen Kohleflözen in der SR in den Jahren 2010 – 2020.

Gepplanter Abbau von Braunkohle und Lignit bis 2030

Angenommene Kohleförderung der SR

Predpokladaná ťažba uhlia v SR



Quelle: Wirtschaftsministerium SR

Untraditionelle Möglichkeiten der Nutzung von Kohlelagerstätten

Die Schlussfolgerungen der Studie über die Möglichkeiten einer unterirdischen Kohlevergasung (INCO, 1993) an den slowakischen Lignitvorkommen empfehlen eine Vergasung an den folgenden Stätten (auf der Grundlage von bestimmten Kriterien der Wirtschaftlichkeit für die unterirdische Kohlevergasung): Vátovce, Luboriečka, Červeňany, Modrý Kameň – Horné Strháre, Handlová – Ost und Beladice. Die abbaubaren Vorkommen wurden auf 102,557 Mio. t Lignit berechnet. Die Energie aus diesen Vorkommen stellt einen Wert von 102,8 PJ bei einem Heizwert von 7,54 MJ/kg bis 11,94 MJ/kg dar. Die Kohlevergasung wird zurzeit modernisiert, als „clean coal technologies“, nämlich im Rahmen der Technologie IGCC – integrierte Kohlevergasungseinrichtung für Kogeneration. Es werden weitere Studien zur Realisierbarkeit der Kohlevergasung aus slowakischen Lagerstätten gemacht, und das auch für Nováky und Handlová. **In der Praxis wurde diese Methode allerdings bis heute nicht erprobt. Zurzeit wird mit der Verflüssigung von Kohle in der SR nicht gerechnet, wenngleich ein gewisses Potential existiert.**

Die unterirdische Vergasung von Kohlevorkommen unter den Bedingungen des slowakischen Kohlebergbaus hätte folgende Vorteile:

1. Es käme zur Nutzung der ökonomisch ungünstigen Braunkohlenflöze von einer Mächtigkeit von 1,5 – 4m, die an den Randbereichen der Kohlebecken auftreten, eventuell Flöze in wirtschaftlich ungünstig abbaubaren Tiefen, die nicht mit klassischen Abbaumethoden genutzt werden können.
2. es würden nicht abgebaute geschützte tragende Pfeiler von älteren oder bereits abgebauten Flözen genutzt werden. Durch die Verwendung dieser mit klassischen Methoden nicht nutzbaren Vorräte könnte sich das Energiepotential der Kohlevorkommen um bis zu 50 % erhöhen.
3. **positive Umweltauswirkungen – vor allem entfällt der Kohletransport und die Entsorgung der Aschen.**

6.1.5 Plan zur sicheren Versorgung mit Kohle

1. Nach 2010 den Verkauf der abgebauten Kohle unter Einhaltung ökonomischer Effizienz des Abbaus durch die Verlängerung der allgemeinen wirtschaftlichen Interesses beim Abbau der Flöze in der SR bis 2020 sichern.
2. Unterstützung der effektiven und rationalen Nutzung der heimischen Vorräte an Uranvorkommen zur Verringerung der Importabhängigkeit bei Energiequellen.
3. Kontinuierlich die Auswahl geeigneter Lieferanten von Steinkohle aktualisieren.
4. Die Errichtung von Wasserwegen für die effiziente Kohlebeförderung unterstützen.
5. Koordination der Beteiligung des Staats an der fachlichen Bildung der Angestellten im Bergbau.

6.2 Erdöl

Erdöl ist eine strategische Ware für die Volkswirtschaft (als Energierohstoff in den Raffinerien vor allem für Benzin. Weiter in der Industrie für die anschließende

petrochemische und weitere Verarbeitung einer ganzen Reihe von Produkten und chemischen Stoffen), daher ist dessen Rolle unersetzbar.

6.2.1 Markt mit Erdöl – und Erdölprodukten

Die Erdölindustrie der SR verarbeitet jährlich Erdöl in der Größenordnung von ca. 5,5 Mio. t pro Jahr (pro 1 Million Einwohner wird ca. 1 Million Tonnen Erdöl pro Jahr verarbeitet, ein Wert der anzeigt, dass die SR zu den Staaten mit einer stark entwickelten Ölverarbeitungskapazität zählt).

Die Erdölverarbeitung ist in der SR möglich:

- in Bratislava beim Unternehmen Slovnaft AG, und zwar wird dort das russische Importöl REBCO (Russian Export Blend Crude Oil) raffiniert als auch petrochemisch verarbeitet; das Erdöl wird über die Pipeline Družba geliefert, wobei die Verarbeitungskapazität bei bis 65, Mio. t/a liegt;
- in Dubovej beim Unternehmen Petrochema AG (zurzeit nicht in Betrieb) wird einerseits inländisches, andererseits importiertes Erdöl aber mit anderen Eigenschaften als das russische Erdöl REBCO verarbeitet; Erdöl kann auch in Eisenbahnzisternen geliefert werden; verarbeitet werden können bis zu 150 t/a.

Das Unternehmen Slovnaft AG beteiligt sich an der Deckung des inländischen Bedarfs an Erdölprodukten (Motortreibstoffen Benzin und Diesel) auf einem Niveau von ca. 60% (davon wird über das eigene Netz von 210 Tankstellen ca. 1/3 verkauft). Die übrigen 40 % des heimischen Verbrauchs werden in Folge des liberalisierten europäischen Markts mit Erdölprodukten vor allem Importe auch den Raffinerien in Österreich, CR und teilweise den Ländern der ehemaligen UdSSR gedeckt. Die Produktionskapazität der Raffinerie in Bratislava ist etwa 2,5x höher als die aktuelle Nachfrage nach Erdölprodukten in der SR ausmacht, weshalb etwa 70 bis 85 % der Raffinerie – und Petrochemieprodukte aus der SR exportiert werden.

Die Bewertungskriterien für die Einschätzung des künftigen Bedarfs an Motorentreibstoff in der SR als entscheidendes Produkt aus der Erdölerzeugung, wie auch der schrittweise Anstieg der Verwendung von alternativen Motortreibstoffen auf diesem Markt, bestimmt die Anforderungen auch im längerfristigen Ausblick. Im Jahre 2006 waren am Inlandsmarkt der SR mit Treibstoffen (in Energie ausgedrückt 80,668 PJ) die klassischen fossilen Treibstoff (Motorbenzin und Motordiesel) mit mehr als 97% dominant. Die alternativen Treibstoffe (Biotreibstoffe, LPG, CNG) werden mit dem Referenzwert von ca. 2,3 % ausgedrückt (als Energie war der Anteil der Biotreibstoffe 0,69 %, ca. 1,33 LPG und ca. 0,28% CNG).

Daher ist es unter dem Aspekt der nationalen Sicherheit im Bereich des Erdölmarkts in Anbindung an das internationale Umfeld und gleichzeitig auch die ökonomische Effektivität eine Schlüsselaufgabe, die SR auch langfristig sicher mit Öl zu versorgen und Notvorräte von Erdöl und ausgewählten Erdölprodukten einzurichten. Eine gewisse Bedeutung hat auch die erhöhte Nutzung von LPG und CNG.

Die Entwicklung beim Verbrauch von Motortreibstoffen und damit auch die Notwendigkeit einer sicheren Deckung des Bedarfs ist daher vor allem von der allgemeinen Entwicklung der Wirtschaft abhängig, die bei der SR vor allem bei

Industrie, Handel und Bauwirtschaft expandiert und einen realen Kaufkraftanstieg mit sich bringt.

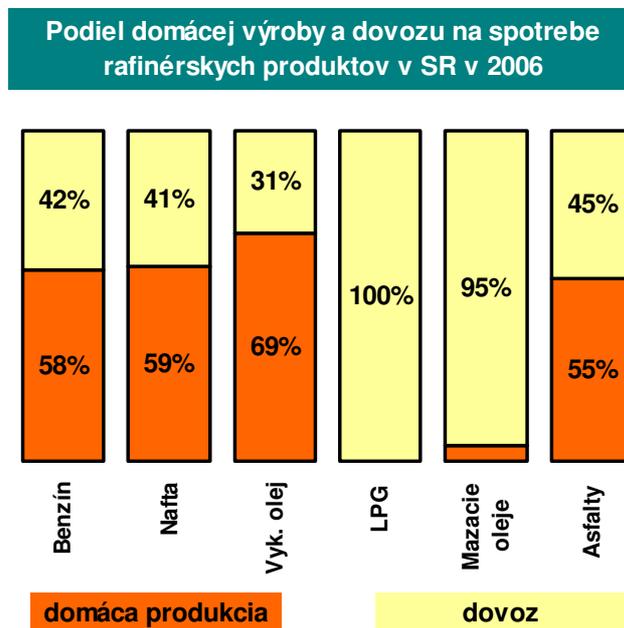
In der Slowakei steigt der Verbrauch von Raffinerieprodukten und petrochemischen Erzeugnissen jedes Jahr. Zurzeit liegt der Jahresverbrauch bei etwa 2,4 Mio. t. Von der Gesamtstruktur spielen die Motorentreibstoffe die entscheidende Rolle.

Gesamtverbrauch bei ausgewählten Produkten auf dem Inlandsmarkt in den Jahren 2000 – 2006 in Tausend t (bereinigt von den staatlichen Reserven)

Produkt	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Änderung 06/05 %
Autotreibstoffe	602	638	666	677	643	656	682	3,9%
Motorendiesel	731	783	932	909	1003	1124	1294	15,1 %
Heizöle	83	57	65	105	75	61	62	2,5%
LPG gesamt	k. A.	k. A.	k. A.	50	52	54	56	3,7 %
Schmieröle	36	40	38	40	44	45	45	0,0%
Asphalt und Asphaltprodukte	84	79	106	102	91	139	178	28,3%

Quelle: Slovnaft AG Bratislava

Anteil der heimischen Produktion und des Imports von Raffinerieprodukten in der SR im Jahre 2006



Zdroj: Slovnaft, a. s. Bratislava

Legende: Benzín, Diesel, Heizöl. LPG, Schmieröle, Asphalt
orange: inländische Produktion, gelb: Import

Auf der Grundlage internationaler Analysen und der Entwicklung des Motortreibstoffverbrauchs in der SR in der Vergangenheit, kann man davon ausgehen, dass der Verbrauch in der Zukunft prinzipiell den BIP-Anstieg kopieren wird. Unter

der Annahme eines anhaltenden starken Wirtschaftswachstums in den nächsten 5 Jahren und einer anschließenden leichtern Verringerung der BIP-Dynamik, kann man annehmen, dass es in etwa in den nächsten 15 Jahren zu einer Verdopplung des Treibstoffverbrauchs kommen wird.

Bis 2030 wird sich der Treibstoffverbrauch in der SR vermutlich auf das 2,5fache des heutigen Verbrauchs erhöht haben und wird dem heutigen Verbrauch in Österreich entsprechen. Dem wird auch die Anzahl an PKW je 1000 Einwohner entsprechen, der sich von den heutigen ca. 280 auf ca. 500 Autos erhöhen wird. Ein vergleichbares Tempo erlebte in den letzten Jahren auch die EU, wo sich in den vergangenen 25 Jahren dieser Parameter verdoppelt hat.

Prognose bei der Entwicklung von Motortreibstoffen:

Jahr/ Periode	Motortreibstoffe zusammen Erdöläquivalent tausend toe	mit in	Anmerkung
2006	1 895,82		Verhältnis der Treibstoff ca. 1 : 2
2011 (2007 – 2011)	2 630		3,2 % facher Anstieg des Jahresverbrauchs
2020 (2012 – 2020)	2 960		2,5 % facher Anstieg des Jahresverbrauchs
2030 (2021 – 2030)	3 519		1,7 % facher Anstieg des Jahresverbrauchs

Zdroj: Statistické Erfassung Ropa/SSHR/1-12, Slovnaft, Wirtschaftsministerium

Die Beimischung von Bioanteilen in die Treibstoffe wird den Verbrauchsanstieg bei den Motortreibstoffen dämpfen. Bei der geplanten Pflichtbeimischung von 5,75% bis 2010, bzw. 10 % bis 2020, wird der Verbrauch von Treibstoffen auf Erdölbasis 2x so hoch sein wie heute, allerdings erst in 17 Jahren statt in 15, wenn es keine Biotreibstoffbeimischung gäbe.

Bei der Struktur des künftigen Motortreibstoffs wird wie heute Diesel die entscheidende Rolle spielen. Das hat nicht nur mit der Struktur der slowakischen Wirtschaft zu tun, die vor allem auf Produktion und Handel ausgerichtet ist, sondern auch mit regionalen Tendenzen. Der gesamte Treibstoffverbrauch wird vor allem durch Dieselverbrauch angetrieben sein und eine leichte Benzinverbrauchserhöhung.

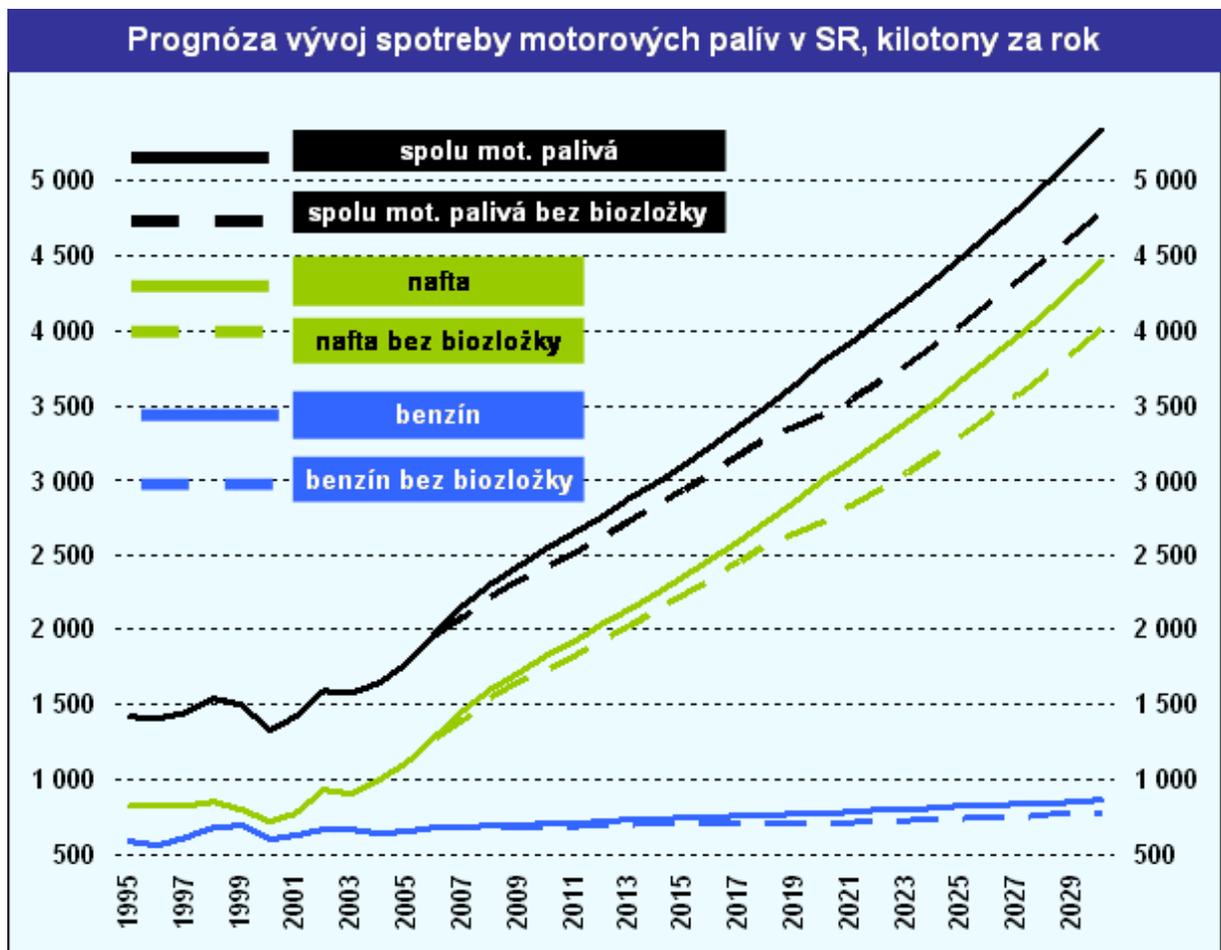
Das Tempo des Dieselverbrauchsanstiegs wird wahrscheinlich etwas dem BIP-Wachstum vorauslaufen, aufgrund einer überdurchschnittlichen Entwicklung der Dienstleistungen beim Transport von Waren vom Produktionsort auf die ausländischen Märkte, die Entwicklung von Bauwirtschaft und Infrastrukturprojekten, in Folge der Entwicklung des Inlandsmarkts, wie auch erhöhtem Interesse der Bevölkerung an Autos mit Dieselmotoren.

Der Impuls für den Dieselverbrauchsanstieg in der SR ist nach 2012 zu erwarten, wenn es gemäß Prognosen der EU – Kommission zu einer deutlichen Erhöhung des Minimalsatzes für die Dieselverbrauchssteuer von aktuellen 302 EUR/1000 l auf 380

EUR/1000 l kommen wird. Dank dem wird sich unter Annahme des aktuellen Dieselsteuersatzes in der SR der absolute Preisunterschied zu den Nachbarländern deutlich reduzieren. Das erhöht die Motivation der internationalen Frächter, mehr auf dem Gebiet der SR zu tanken. Wenn diese Erwartungen eintreten, könnte es in der SR in 10 – 12 Jahren zu einem etwa doppelt so hohen Verbrauch von Diesel ohne Biobeimischung kommen und bis 2030 um etwa das dreifache.

Das Tempo des Benzinverbrauchszuwachses wird mit jährlich 1% im Durchschnitt angenommen. Die Nachfrage nach Benzin wird davon beeinflusst werden, ob der Trend der letzten Jahre erhalten bleibt, wo die Präferenz für Dieselmotoren eintrat und wie sich die Gesamtanzahl an Autos entwickeln wird, mit welchem Tempo die alten Autos mit hohem Verbrauch aus dem Betrieb genommen werden, wie die gesamte Preisentwicklung bei Benzin und dem Alternativtreibstoffe von Diesel auf den Kommoditätenbörsen verlaufen wird und vor allem in welchem Ausmaß sich die Steuerbelastung beider Treibstoffarten erweitern oder verringern wird.

Prognose des Motortreibstoffverbrauchs in der SR, Kilotonne pro Jahr



Legende von oben nach unten: Motorentreibstoffe gesamt, Motorentreibstoffe gesamt ohne Biobeimischung, Diesel, Diesel ohne Biobeimischung, Benzin, Benzin ohne Biobeimischung

Es ist natürlich denkbar, dass wenn europaweit das Interesse an Diesel auf Kosten der Benzinnachfrage ansteigt, es mit der Zeit zu einem Kapazitätsproblem bei den Raffinerien kommen könnte, was sich als Preisunterschied zwischen Benzin und Diesel niederschlagen könnte. Wenn die Angebotsseite nicht die starke Dieselnachfrage bewältigen können sollte, dann könnte der Dieselpreise auf dem europäischen Markt vor allem nach einer angenommenen Annäherung bei der Besteuerung beider Treibstoffe um soviel höher werden, dass sich die Autofahrer wieder mehr in Richtung Benzinmotor orientieren werden.

Bei Eintritt dieses Szenarios könnte der Benzinverbrauch auf Kosten des Dieserverbrauchs auch in der SR schneller ansteigen, wobei der Gesamtverbrauch an Treibstoffen von der prognostizierten Entwicklung nicht abweichen sollte.

Im internationalen Vergleich des Anteils von Diesel am Treibstoffgesamtverbrauch befindet sich die SR auf dem Niveau der Länder in der Region (ca. 65%). Nur Österreich hat einen wesentlich höheren Anteil von Dieserverbrauch (über 75%) und liegt dabei an der europäischen Spitze.

6.2.2 Versorgung mit Erdöl

Die Deckung des Erdölproduktverbrauchs der SR ist von ausreichenden und kontinuierlichen Erdöllieferungen abhängig. Zurzeit und mittelfristig ist mit den folgenden Möglichkeiten zu rechnen:

- die Grundvariante bis Ende 2014 sind die Lieferungen über die Pipeline Družba aus der RF im Volumen von bis zu 6 Mio. t/a (auf der Basis des Abkommens zwischen der Regierung der SR und der RF über die Zusammenarbeit im Bereich der langfristigen Erdöllieferungen, deren Realisierung die russischen Ölunternehmen durchführen),
- es gibt einige alternative Transportwege, z. B. die jedes Jahr überprüfte Pipeline Adria aus Szashalombatty (vor allem bei einer unzureichenden direkten Versorgung der Raffinerie Slovnaft aus der RF), eine weitere Lösung ist die politisch komplizierte Trasse Odessa-Brody-Družba, zurzeit verhandelt wird die Verbindung Bratislava – Schwechat und die angebotene Möglichkeit zur Nutzung von Reservetransporten durch die Gesellschaft Mero aus IKL.
- die Lösung für kurz – und langfristige Lieferunterbrechungen stellen die 90tägigen Vorräte von Erdölprodukten dar.

Wenn die heimische Raffinerie vollständig die heimische Nachfrage befriedigen sollte (z. B. bei der Betrachtung einer Beendigung des Erdölimportstopps während einer möglichen „europäischen Erdölkrise“, wären zurzeit 2,5 Mio. t notwendig, damit daraus die ca. 2,4 Mio. t an Raffinerieprodukten und petrochemischen Produkte hergestellt werden können, wobei ca. 2 Mio. t Treibstoffe sind.

Bei der Betrachtung der künftigen Entwicklung des Inlandsverbrauchs bei Erdölprodukten in der SR ist offensichtlich, dass es zur Nachfragebefriedigung aus ausschließlich heimischer Produktion notwendig ist, die Versorgung der SR mit Erdöl aus sicheren und kostengünstigen Quellen notwendig. Gleichzeitig wird es notwendig, eine stabile Erdölversorgung für die nächsten 20 bis 25 Jahre auf dem mindestens doppelten Niveau gegenüber dem heutigen Niveau zu sichern.

Für die Absicherung von kontinuierlichen Erdöllieferungen für die SR und damit die Absicherung einer kontinuierlichen und effektiven Produktion in der Zukunft ist es notwendig, dass der Betreiber der slowakischen Pipeline-Systeme die Zusammenarbeit mit den Betreiber der betroffenen Transittransporttrassen effektiver macht.

Die Versorgung der SR mit Erdöl war in der Vergangenheit und wird auch in der Zukunft von der internationalen Situation beeinflusst sein. Bei der Trasse Družba betrifft eine eventuelle Reduktion beim gelieferten Erdöl mehrere Länder, wobei neben der Ukraine und Weißrussland alle EU-Mitgliedsstaaten betroffen sind. In diesem Sinne sollten die Slowakei und die benachbarten Länder vor allem die Entwicklung einer wechselseitigen Verbindung der Erdölleitungen zwischen den EU-Ländern fördern, nämlich im Sinne einer erhöhten Stabilität der Wirtschaft der gesamten EU, unter Berücksichtigung des Prinzips der Zusammenarbeit, Solidarität und Verpflichtung der EU-Länder sich bei einer Erdölkrise gegenseitig zu helfen.

Unter dem Aspekt der Erdölversorgung zeigen sich zwei grundlegende Themenkreise – Diversifizierung der Erdölquellen, der Transportwege und die damit verbundenen Investitionskosten.

6.2.3 Diversifizierung der Erdölquellen

Die Erdöl produzierenden Länder haben ihre Kapazitäten mittels langfristiger Verträge mit ihren traditionellen Abnehmern gebunden. Die Vorstellung, dass es der SR bei einem längerfristigen Ausfall der Erdöllieferungen aus der RF gelingen könnte, am Erdölmarkt freie Kapazitäten von mindestens 9 600 t Erdöl/Tag (ca. 70 000 Barrel täglich) zu finden, ist nicht realistisch. Der Gesamterdölbedarf der Raffinerie Slovnaft liegt bei ca. 6,5 Mio. t jährlich.

Verarbeitung des gelieferten Rohstoffs (in Tausend t)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Rohstoff gesamt	5 381	5 421	5 487	5 616	5 554	5 682	5 790	5 887	5 926	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.
davon: Erdöl	5 108	5 180	5 228	5 344	5 315	5 320	5 395	5 502	5 500	5 700	5 400	5 600	6000
Verarbeitung von Rohstoff für Kunden	13	8	18	12	23,0	31	1	0	12	25	k. A.	k. A.	k.A.

Quelle: Jahresbericht Slovnaft AG Bratislava

Im Interesse der Diversifizierung der Erdölquellen ist es notwendig, noch in einer Situation eine Beziehung zu Erdölproduzenten anzuknüpfen, wenn die Lieferungen durch den Monopollieferanten noch stabil sind. Ein längerfristiger Abnehmer hat eine realere Möglichkeit Bedingungen zur Erhöhung der Erdöllieferungen beim Erdölproduzenten im Falle einer Erdölkrise zu erreichen, als ein ganz neuer Kunde, auch wenn er die Unterstützung seiner Regierung für dringende Erdöllieferungen hat. Daher ist es notwendig, mögliche Erdöllieferungen aus der CR, Ungarn und Österreich (nach Fertigstellung des Anschlusses) über eventuelle Lieferungen bei Lieferausfällen zu vereinbaren.

Die Grundlage der geplanten Lösung zur Diversifizierung der Erdöllieferungen für die SR beruht auf der Anknüpfung von Beziehungen zu Erdölproduzenten außerhalb der

Länder der ehemaligen UdSSR, und auf langfristigen Verträgen zur Schaffung von einer alternativen Erdölversorgung über Schiffcargos (Beladung des Erdöls auf Schiffe) aus dem Nahen Osten, aber auch aus Afrika zu gelangen. Diese Diversifizierungsstrasse ist nicht neu, sondern erprobt, z. B. in Beziehung zum Irak, Syrien, Libyen, Algerien. Historisch wurde dies von Petrimex AG, Slovnaft AG und schließlich von Hydrocarbons Slovaki durchgeführt. Auch unter diesem Gesichtspunkte ist es notwendig, ununterbrochen die Auswahl geeigneter Erdöllieferanten zu aktualisieren und den Erdölmarkt voll zu liberalisieren.

Der Gesellschaft Slovnaft wurde daher vorgeschlagen, den Handel über Schiffe in die diversifizierten Lieferungen aufzunehmen. Damit hängen auch neue Geschäftsverträge zusammen, die die Lagerkapazitäten sicherstellen (vor allem in der Form internationaler Verträge), wie auch die Frage der Transporttarife (wobei die Tarife in Kroatien zu den höchsten zählen) zu behandeln.

Zur Förderung der Diversifizierung wird empfohlen, Handelsvertretungen in Kuwait und in Libyen zu eröffnen. Die Details einer Realisierung sind mit den Eigentümern der Raffinerien zu diskutieren, um ihren Anteil an den Kosten für die Tätigkeit dieser Vertretungen zu konsultieren.

Bei Erdöllieferungen für die SR aus den wichtigsten Erdölquellen können betrachtet werden:

- Russische Föderation
- Region Kaspisches Meer und Mittlerer Osten,
- Nordafrika.

Bei der Diversifizierung sind mehrere Aspekte einzubeziehen. Vor allem geht es um folgende Faktoren:

- technologische Konfiguration der Raffinerien – Ziel ist die Sicherstellung einer effektiven Verarbeitung des importierten Erdöls angesichts der Präferenzen beim einheimischen Verbrauch;
- Qualitätsparameter beim Erdöl - technische Akzeptabilität für die Betreiber der Pipelines;
- Preis – der Unterschied der Preise im Vergleich zum Erdöl aus der RF sollte der Qualität entsprechen;
- weitere internationale handelspolitische Zusammenhänge – die Interessen der SR in diesem Bereich sollten sich nicht wesentlich von den politischen Interessen der EU unterscheiden; gleichzeitig sollten sich die Beziehungen zu anderen Ländern nicht verschlechtern.

Die Komplexität der verschiedenen Aspekte und die sich ununterbrochen ändernden globalen Entwicklungen am Ölmarkt machen es notwendig, die Auswahl der geeigneten Erdöllieferanten kontinuierlich zu analysieren.

6.2.4 Diversifizierung der Versorgungswege

Pipeline DRUŽBA

Zurzeit versorgt die Pipeline Družba einen Teil Europas (Weißrussland, Ukraine, Polen, Deutschland, Ungarn, Slowakei, CR) mit einem Volumen von ca. 90-100 Mio. t/a. Es handelt sich dabei um ca. 50% der gesamten Erdöllieferungen aus RF auf den europäischen Markt.

Die RF hat angespannte handelspolitische Beziehungen vor allem zu den Transitländern Weißrussland und Ukraine. Langfristig verfolgt RF die Absicht, den Erdöltransport über diese „aus ihrer Sicht instabilen“ Länder zu reduzieren, bzw. über die Pipelines, die sie nicht vollständig kontrollieren kann. In diesem Sinne ist die SR kein Problemland, kann allerdings in Geiselnhaft geraten, wenn es zur Erhöhung der internationalen Spannungen zwischen RF und einigen Ländern in Osteuropa kommen sollte, eventuell auch mit der Absicht für die RF einen wirtschaftlich vorteilhaften Erdölpreis zu erzwingen.

Die Vertreter der Erdölgesellschaft Transneft (der Betreiber der Erdölpipeline auf dem Gebiet der RF) verlautbarte konkrete Pläne zur Reduktion des Erdöltransports über die Družba – Pipeline. Die Gesellschaft Transneft errichtet eine Pipeline im Abschnitt Uneča – Primorsk, mit der russisches Erdöl über das Gebiet der RF in Richtung Golf von Finnland transportiert werden soll (der mit der Ostsee verbunden ist). Diese Erdöltrasse wird Weißrussland ausweichen. Die Kapazität der Uneča – Primorsk Pipeline ist für den Transport von 80 Mio. t ausgelegt, wovon etwa 50 Mio. t erfüllt werden sollten um einen Teil des Erdöls in eine andere Richtung zu leiten, der zurzeit über Družba über Weißrussland fließt.

Gleichzeitig wurde ein konkreter Plan zwischen RF, Bulgarien und Griechenland über die Errichtung einer Erdölleitung aus dem bulgarischen Hafen Burgas in den griechischen Hafen Alexandropolis vereinbart (RF hat an dieser Pipeline die Aktionärsmehrheitsrechte), womit sich das Transportvolumen von Öl aus dem Schwarzen Meer nach Südeuropa erhöhen ließe, da die aktuelle Kapazität durch die Bosphorusenge limitiert ist. Die Kapazität der Pipeline Burgas – Alexandropolis soll in der ersten Phase 35 Mio. t mit einer möglichen Erhöhung auf bis zu 50 Mio. t/a bieten.

Diese Ankündigungen unterstützen die Pläne der russischen Regierung in dem Sinne, dass das Erdöl aus RF nach Europa vor allem mit russischen Tankern nach Europa gebracht wird und in einem größeren Umfang fertige Raffinerie – und petrochemische Produkte exportiert werden.

Auf der einen Seite werden die Pläne zur reduzierten Nutzung der Pipeline Družba in Zukunft stark von der Errichtung einer großen Pipeline aus der RF nach China und Japan beeinflusst werden (mit einer Kapazität von 80 Mio. t aus den Erdölfeldern Ostsibiriens), womit die russische Seite viele und gute Abnehmer gewinnen kann, die de facto als Konkurrenz zu den europäischen Abnehmern fungieren werden. Allerdings verpflichtet die RF auf der anderen Seite vertraglich die großen Erdölproduzenten wie etwa Kasachstan (fördert 65 Mio. t Erdöl pro Jahr, wovon bis zu 55 Mio. t/r exportiert werden) für sich.

Kasachstan, das sich zunächst wie eine potentielle Quelle für diversifiziertes Erdöl gegenüber der EU verhielt, entschied sich in letzter Konsequenz mit der russischen Seite über eine langfristige Erhöhung des Erdölexports über das Gebiet der RF, womit sich die Möglichkeit für die Nutzung der Westrasse Baku-Tbilisi-Ceyhan und Odessa-Brody verringerte. Gleichzeitig wurde auch die Vereinbarung über die Erhöhung der Kapazität des Kaspischen Pipeline Konsortiums (CPC) von den existierenden 23,0 Mio. t auf 40,0 Mio. t jährlich vereinbart. Die Erhöhung der

Transportkapazität der Pipeline wird in Richtung der künftigen Pipeline Burgas – Alexandropolis gehen.

Dadurch, dass die Wirtschaftsbeziehungen zwischen EU und RF durch die neue Verteidigungsdoktrin der USA beeinflusst sind, entschied sich Moskau die NIS-Länder – Produzenten strategischer Rohstoffe – so zu beeinflussen, dass sie unter russischen Einfluss bleiben. Vorteilhafte Transporttarife und die Garantie eines sicheren Exports mit langfristigen Verträgen sind noch immer bedeutender als die Projekte neuer vorbereiteter Trassen vor allem über die instabilen von Kurden kontrollierten Gebiete.

Die schrittweise Verdrängung der multinationalen Gesellschaften aus den Erdölfeldern Sibiriens und des Fernen Ostens, bringen die RF zurück zum Staatsmonopol über die nicht nachwachsenden Rohstoffe. Weil die ökonomische Unabhängigkeit in Richtung Diversifizierung von Quellen und der Suche nach Transportmöglichkeiten geht, ist der Erdöltransport über die Pipeline Družba die billigste Variante für alle Abnehmerländer.

Das Pipeline-System der SR besteht aus der Pipeline Družba (die Pipeline auf dem Gebiet der ehemaligen Tschechoslowakei mit Ende in der CR in Litvinov und auf den Gebiet Ungarns mit Ende in Százhalombatta – bezeichnet als DRUŽBA 1), wurde in den 60er Jahren errichtet und das erste Erdöl floss von der ukrainischen Grenze in die Raffinerie Slovnaft AG in Bratislava am 3.2.1962. Die Erdölpipeline DRUŽBA beginnt in der RF, führt über Weißrussland, die Ukraine und die Slowakei und setzt dann als Pipeline-System DRUŽBA 1 fort.

Menge des transportierten Erdöls (in Tausend t/a) im Pipelinesystem der SR nach Abnehmern aufgegliedert:

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Transport zu Slovnaft	4 449	4 849	5 223	5 338	5 273	5 347	5 298	5 323	5 341	5 473	5 522
Transit in die ČR	6 053	6 651	7 021	6 141	5 756	5 456	4 809	3 638	3 785	3 883	4 193
Sonstiger Transport	314	813	-	46	70	422	298	312	425	100	214
Zusammen:	10 816	12 313	12 244	11 525	11 099	11 225	10 405	9 273	9 551	9 456	9 929

	2004	2005	2006	2007
Transport zu Slovnaft	5 720	5 569	5660	5997
Transit in die ČR	4 308	5 036	5218	4640
Sonstiger Transport	343	57	267	0
Zusammen:	10 371	10 662	11 145	10 637

Quelle: Jahresbericht Transpetrol, a. s. Bratislava

Das Pipeline-System der SR hat im Netz der europäischen Pipelines eine günstige Stellung. Ihr Vorteil ist die geographische Lage und ihre relativ hohe Transportkapazität und das eröffnet realistische Voraussetzungen für ihren Anschluss an die neu eröffneten Transitwege. In Hinblick auf die bisher nicht genutzte projektierte Transportkapazität von 21 Mio. t Erdöl pro Jahr, ist es notwendig das

transportierte Erdölvolumen durch eine schrittweise Intensivierung der Transittransporte zu erhöhen. Durch die Nutzung dieser Vorteile kann man in der Zukunft mit bis zu einer Verdopplung des transportierten Volumens an Erdöl rechnen, wodurch sich auch die Wettbewerbsfähigkeit von Transpetrol auf den europäischen Erdölmärkten deutlich erhöht und die Bedeutung der Slowakei als Transitland nicht nur für die CR, sondern auch die Staaten Westeuropas festigt.

ADRIA Pipeline

Historisch geht die Pipeline ADRIA auf das „Abkommen zwischen der Regierung der CSSR und der Regierung der Volksrepublik Ungarn über die Zusammenarbeit bei der Errichtung und dem Betrieb der Pipeline Csurgo-Tupa, die an die Pipeline Omišalja in Richtung der jugoslawisch-ungarischen anschließt“ zurück, die in Budapest am 20.6.1974 unterzeichnet wurde. Technisch-technologisch handelt es sich um ein einheitliches Erdölpipeline-System (weiter nur Pipeline), das sich über drei Staaten erstreckt (zurzeit sind das: Kroatien, Ungarn und Slowakei), deren Bestandteil auch die Pipeline Csurgó – Tupá ist. Zweck der Pipeline sollte der Transport des Erdöls von der ehemaligen jugoslawisch – ungarischen Grenze (Csurgó) nach Százhalombatta an der ehemaligen ungarisch-tschechoslowakischen Grenze sein (Tupá), unter Verwendung des bereits errichteten Pipeline-Abschnitts DRUŽBA 1.

Die Trasse von ADRIA vom Terminal Omišalj in Kroatien in Richtung Sloznaft verläuft mit ihren 774 km folgendermaßen:

- auf dem Gebiet Kroatiens (Abschnitt Omišalj – Virje) auf einer Länge von 286 km und von der Gesellschaft JANAF betrieben;
(in Sisak ist eine Abzweigung dieser Pipeline nach Nový Sad mit Ende in Belgrad)
- auf dem Gebiet Ungarns (Abschnitt: Virje – Százhalombatta; weiter verläuft sie mit der Pipeline DRUŽBA 1 zur Staatsgrenze der SR Šahy – Tupá) mit einer Länge von 320 km wird sie von der Erdöl – und Erdgasgesellschaft MOL Budapest betrieben;
- auf dem Gebiet der SR (Šahy – Tupá – Bučany – Sloznaft Bratislava) auf einer Länge von 168 km wird sie von der Erdölgesellschaft Transpetrol AG Bratislava betrieben.

Bei eventuellen langfristigen Abschaltungen der Erdöllieferungen über die Pipeline DRUŽBA und den Ersatz durch andere Transportwege würden sich die Kosten für die Raffinerien in der CEE-Region erhöhen, was sich teilweise auch auf das Gesamtpreisniveau bei Brennstoffen in der EU übertragen würden. Die realistischste Alternative zu DRUŽBA ist das System Adria, das in Omišalj beginnt und über Ungarn in die SR führt. Die technische Funktionalität dieser Pipeline wurde bereits öfter überprüft und sie kann für Transporte in die SR innerhalb weniger Wochen vorbereitet werden. In diesem Jahr hat die Gesellschaft Sloznaft nach Százhalombatta ca. 50 Tausend t Erdöl aufgrund unzureichender Versorgung direkt über den slowakischen Teil der Pipeline importiert.

Zurzeit wird der Teil der Adria-Pipeline auf ungarischem Gebiet in der umgekehrten Richtung genutzt, weil über diesen Teil das Erdöl von der DRUŽBA bis zur Raffinerie in Kroatien transportiert wird. Die Kapazität der ADRIA ist momentan für die Deckung des slowakischen Bedarfs ausreichend. Das Jahresvolumen des Transports sollte sich auf einem Niveau von 3 bis 3,5 Mio. t Erdöl bewegen.

Über die Erdölleitung ADRIA können verschiedene Erdölsorten transportiert werden. Bei den Tarifen liegt die kroatischen etwa 2-3fach über den in der EU üblichen, bzw. über denen der Betreiber in der SR. In diesem Fall kann die EU sicherlich ihren Einfluss bei den Beitrittsverhandlungen mit Kroatien geltend machen, um den üblichen Standard zu erreichen. Für die Sicherstellung einer kontinuierlichen Versorgung mit Erdöl ist es günstig die Idee zu unterstützen, die Diskussionsgegenstand bei der Regierungsverhandlung zwischen der SR und Kroatien war. Unter dem Aspekt von Umweltschutz und der Entwicklung von Tourismus, schlug die kroatische Seite vor, im Gebiet Karlovac einen Erdölspeicher zu errichten, der die Aufgabe der Diversifizierung der Erdölquellen erfüllen würde.

In Zukunft kann sich die regionale Positionierung deutlich verbessern, sollte es gelingen die geplante Erdölleitung aus dem rumänischen Hafen Constanza über Serbien, Bosnien und Herzegowina, Kroatien, Slowenien bis ins italienische Triest zu bauen. Diese Pipeline mit einer projektierten Jahreskapazität von 60 bis 90 Mio. t/a würde das Schwarze Meer mit Mittel – und Südeuropa verbinden und die Bilanz des Erdölangebots indirekt auch für die SR verbessern, weil dann die anderen Transportwege, vor allem ADRIA, in einem größeren Umfang für den Bedarf der SR genutzt werden können. Darüber hinaus können von Triest aus eventuelle Lieferungen über die Pipeline TAL und AWP über eine Verbindung Bratislava – Schwechat erfolgen. Auch möglich ist, dass in Zukunft auch das Pipeline-System in Ungarn an das gesamteuropäische angeschlossen wird, womit sich der praktische Beitrag dieser neuen Trasse für die SR vervielfachen würde.

Pipeline IKL

Im Rahmen der internationalen Verbindungen der Pipeline-Systeme ist es günstig die Schritte zu unterstützen, die einen Zweig von Družba in der CR nutzbar machen, so dass sie auch in umgekehrter Richtung genutzt werden kann, d.h. von der CR in die SR. Das Unternehmen MERO, das der Betreiber von Družba in der CR ist, hat voriges Jahr eine Studie über die notwendigen technischen Anpassungen für eine „Rückschöpfung“ des Erdöls ausgearbeitet, auf deren Basis die technischen Einrichtungen verbessert werden. Die Gesellschaft Transpetrol AG fertigt zurzeit eine Studie an, die die Basis zur Bestimmung des Volumens für die notwendigen Maßnahmen beim slowakischen Teil des Pipeline-Systems darstellt.

Die CR ist neben Družba auch an die Pipeline IKL angeschlossen, die aus dem deutschen Ingolstadt in die Raffinerie in Kralupy führt und deren Jahreskapazität, die nicht voll ausgenutzt wird – 10 Mio. t um 2 Mio. t den aktuellen Bedarf der CR übertrifft.

Die Errichtung des Pipeline IKL (einschließlich der Lagerkapazitäten) war eine Folge der wiederholten Konflikte zwischen RF und Ukraine, die mit der sich häufig ändernden Tarifpolitik für den Öltransit von der ukrainischen Seite zusammenhängen.

Pipeline Bratislava-Schwechat

Eines der Projekte der SR ist die Errichtung der Pipeline Bratislava – Schwechat. Die geplante Kapazität für den Transport beträgt 3,25 Mio. t Erdöl pro Jahr (ohne die Errichtung einer weiteren ergänzenden Umpumpstation an der Rohrleitungstrasse). Bei der Lösung der Situation einer Erdölkrise (Notstand) ist die Forderung der SR für

den Transport von mindestens 3 Mio. t Erdöl/a aus Schwechat nach Bratislava und auch die Errichtung eines Erdölspeichers von 75 Tausend m³ (mindestens der Verbrauch für 5 Tage der Erdölverarbeitung von Slovnaft AG) auf österreichischer Seite. Kurzfristig ist es nicht möglich die Erdöllieferungen über die Pipeline Bratislava – Schwechat zu erhöhen, weil sie von der ungenügenden Kapazität der Erdölleitung TAL/AWP abhängig sind. Die aktuellen Möglichkeiten bewegen sich auf einem Niveau von 1,2 Mio. t Erdöl/a. Wenn sich die Verbindung Schwechat – Bratislava nicht realisieren lassen sollte, wird wie die tschechische Seite bereits offiziell verlautbart hat, die Verbindung MERO-TAL ausgebaut werden.

Zurzeit laufen Verhandlungen um die optimale Lösung für die Verbindungsstrasse Schwechat – Bratislava zu finden, um die möglichen Umweltfolgen zu minimieren. Wenn es bei der Realisierung dieses Projekts zu einem Eingriff auf das geschützte Wassergebiet CHVO Zitny Ostrov kommen sollte, müssen geeignete Maßnahmen für eine konsequente Verhinderung möglicher Risiken einer Verunreinigung des Grundwassers getroffen werden, das auch zu den strategischen Zielen der SR zählt.

Pipeline Odessa – Brody – Družba

Das Wirtschaftsministerium der SR hat bereits einige Male seine Unterstützung für den Transport des sog. Leichtöls aus der Kaspischen Region über Družba angekündigt, die mit der Pipeline Odessa – Brody verbunden ist.

Die Erfahrungen der Gesellschaft Transpetrol zeigten die Machbarkeit dieses Transports und auf der Grundlage dieser Erfahrungen fährt die Pipeline MERO mit dem gemischten Transport von Leichtöl aus dem Gebiet von Südmähren und dem schweren russischen Öl fort.

Die Pipeline Odessa-Brody wird seit Mai 2002 mit Ural befüllt (Investition TNK-BP) und der Transport wird in umgekehrter Richtung Brody- Odessa durchgeführt. Es hängt nur von der ukrainischen Seite ab, wie die Einigung über die Investition bis 400 000 t Leichtöl vor allem Azeri light mit den Partnern aus der Kaspischen Region abgeschlossen wird. Daher ist es notwendig die Frage der Befüllung der Pipeline zu klären, da das Wirtschaftsministerium auch die Verhandlungen mit Österreich über die Anbindung von Družba mit AWP-TAL fortsetzt, womit sich eine weitere Aussicht beim Transittransport eröffnet, aber auch eine Diversifizierung bei den Lieferungen von leichtem und schwerem Erdöl. Die Raffinerie Schwechat verarbeitet 75 % des Erdöls, das über Pipelines kommt und der Rest in Zisternen. Das Wirtschaftsministerium sieht eine Möglichkeit zusammen mit der Ukraine Erdöl von CPC – Novorosijsk zu befördern, die die OMV dort einkauft und mit Tankern nach Triest bringt.

Auch die polnischen Gesellschaften, die in die Raffinerie in Kralupy nad Vltavou investierten, entwickeln Aktivitäten zur Inbetriebnahme der Pipeline Odessa – Brody mit Leichtöl, damit sie eine diversifizierte Lieferung sicherstellen können. Nur die slowakische Raffinerie Slovnaft AG arbeitet ausschließlich mit russischem (schwerem) Erdöl.

Der Transport von leichtem Öl ist nur eine mögliche Alternative, weil in den Häfen Južnyj und Pivdeni in Odessa auch Erdöl Rebco und Urals geladen werden kann.

Die politische Einstellung des Kremls verändert allerdings die Situation betreffend die Erdölleitungen nahezu monatlich. Die jüngste Entscheidung von Gasprom das Mehrheitsaktienpaket von TNK-BP in der Gasdivision abzukaufen, lässt die Erdölgesellschaften und Prognostiker annehmen, dass Gasprom auch im Erdölbereich weitermachen wird und so auch die Pipeline Odessa – Brody unter Kontrolle bekommt. In letzter Konsequenz wird sich die Prognose des Präsidenten von Transneft, Vajnstok, aus dem Jahre 1998 darüber bewahrheiten, dass diese Pipeline nie kaspisches Erdöl transportieren wird, und wenn, dass dazu ein Reservesystem oder eine Parallelleitung ausgebaut werden müsste, was hoher zusätzlicher Investitionen bedarf.

Gleichzeitig kann auch Erdöl aus Odessa nach Brody mit Zugzisternen befördert und anschließend über ein Ableitsystem in die Pipeline Družba eingeleitet werden.

In den Unterlagen zur Lösung der Krisensituationen beim Erdöltransport wird auch die Transportmöglichkeit über Lisičanky, Odessa und zurück nach Brody nachgedacht, was die Transitgebühren erhöht.

Die Pipeline Odessa-Brody hat eine Länge von 674 km, Radius 1020 mm, Transportdurchlässigkeit liegt bei 9-14,5 Mio. t/a. Nach zusätzlichen Investitionen lässt sie sich auf 45 Mio. t/a erhöhen. Der Terminal Odessa – Južnyj hat eine Lagerkapazität von 200 000 m³ und durch die Erweiterung der Terminals Pivdeni erhöht sich die Kapazität auf 600 000 m³. In den Hafen können Tanker mit Kapazitäten von 100 000 t einlaufen.

Wasserweg

Schon in den 70er Jahren wurde eine Diversifizierung der Erdöllieferungen über den österreichischen Hafen Lobau in Schwechat in die Raffinerie Slovnaft getestet. Aus Triest wurde das Erdöl über die Pipeline TAL und AWP geliefert, von wo es in die Tankerschiffe umgepumpt wurde. Es ist zu überprüfen, ob diese Alternative auch technologisch möglich ist und welche Haltung die österreichische Seite dem gegenüber einnimmt.

Daher gehört zu den ergänzenden Alternativen auch der Wasserweg über die Donau mit der Errichtung der notwendigen Infrastruktur und eines Hafens für die Ausladung des Erdöls in Bratislava. Das Erdöl könnte sowohl vom Süden wie auch von Westen nach Bratislava gebracht werden. Zurzeit wird an einer Studie gearbeitet, die die Rekonstruktion des bestehenden, technisch und ökologisch unzureichenden Umladeplatzes von Mineralölen an der Donau in Bratislava untersucht, um konsequent die möglichen Risiken einer Verunreinigung von Grundwasser zu erreichen.

Eisenbahntransport

Eine ergänzende Möglichkeit stellen auch die Erdöllieferungen mittels Eisenbahn aus den Ländern der ehemaligen UdSSR dar, wofür allerdings die notwendige Infrastruktur errichtet werden müsste.

Zusammenfassung Diversifizierung von Transportwegen

Pipelinesystem	Maximales Transportvolumen	Anmerkung
-----------------------	---------------------------------------	------------------

- anbindung	(Mio. t Erdöl/a)	
Basisvariante Transportwege		
Družba 1	6,0	Volumen basiert auf dem Abkommen mit RF bis 2014 – aktueller Stand der Erdöllieferungen in die SR
Möglichkeit diese Lieferungen durch alternative Transportwege zu ersetzen (auch bei Erdölkrise)		
Adria/ Družba 1	3,4	Notwendigkeit einen internationalen Vertrag für die existierenden alternativen Quellen für die Erdöllieferungen in die SR + Errichtung von Speicherkapazitäten abzuschließen
TAL/AWP/ Družba 1 (Bratislava – Schwechat, Import in die SR ist durch die Kapazität AWP eingeschränkt)	3,2 nach Österreich 1,2 in die SR	Pipelineanbindung ist durchzuführen und anschließend ein internationaler Vertrag über die Erdöllieferungen in die SR – Errichtung von Lagerkapazitäten für Erdöl
IKL/ Družba 1	2,0	umgekehrte Richtung für den Erdöltransport aus der CR in die SR – erfordert die Durchführung von technischen Anpassungen an den Systemen der CR und der SR, wie auch den Abschluss eines internationalen Vertrags über die Erdöllieferungen in die SR

Quelle: Wirtschaftsministerium der SR

6.2.5 Einrichtung und Aufrechterhaltung der Notversorgung mit Erdöl und ausgewählten Erdölprodukten

Die Einrichtung und Erhaltung von Mindestvorräten an Erdöl und Erdölerzeugnissen (verpflichtend für 90 Tage) zu halten, ist ein wichtiger Teil bei der Steuerung der Stabilität des heimischen Erdölmarkts. Die SR als Mitgliedsstaat der EU und der IEA (Internationale Energieagentur, als autonomer Teil der OECD) hat als eine der Schlüsselpflichten die Einrichtung von Mindestvorräten vorgeschrieben.

Zum 31.12.2006 erreichten die Notmindestvorräte der SR das Niveau von 74 Tagen. Bis zur Erreichung der Zielvorgabe fehlen noch etwa 100 000 t Notvorräte.

Die EU-Mitgliedstaaten sind verpflichtet, Mindestvorräte für 90 Tage an Erdöl und Erdölerzeugnissen zu halten (98/93/EG, Artikel 5). Im Rahmen der EU gibt es zurzeit eine Diskussion über die Erhöhung dieser Verpflichtung auf 120 Tage.

Durch die Transponierung dieser RL, wie auch der weiteren Sekundärgesetzgebung der EU für diesen Bereich in das Rechtssystem der SR, wurden die Gesetze Nr. 169 und 170/2001 Slg. angenommen. Dem gemäß befinden sich die 90 Tage

Mindestvorräte (unser Modell: Erdöl und drei Produktkategorien aus der Erdölverarbeitung) im gesamten Umfang im Rahmen der staatlichen materiellen Reserven (die Kosten mit der Anschaffung, Schutz und Verwaltung wird aus dem Budget der SR bezahlt); die Erreichung des Zielstatus ist mit nicht ganz 8 Kalenderjahren festgelegt, d.h. die Mindestvorräte ab 1.1.2009 müssen dauerhaft die Mindestvorratsmenge erreichen. Diese Übergangsperiode bis zum Zielzustand wurde bereits in den Beitrittsverhandlungen genehmigt.

Beim geschätzten Anstieg des künftigen Verbrauchs an Erdölprodukten wird sich auch der Bedarf an der Lagerung einer größeren Menge an Notvorräten dynamisch erhöhen. In etwa 15 Jahren sollte sich das aktuelle Niveau der Vorräte, die gemäß EU-Methodik minimal 560 Tausend t ausmachen sollten, in etwa verdoppelt haben. Im Jahre 2030 sollte das Niveau der Mindestvorräte etwa 1,5 Mio. Tonnen erreicht haben, was etwa die 3-fache Menge gegenüber dem aktuellen Stand darstellt. Wenn die EU sich auf eine Erhöhung der Mindestmenge von 90 auf 120 Tage einigt, würde dies in etwa eine Erhöhung um ein Drittel bedeuten.

Unter den höher genannten Aspekten bei der Steuerung eines effektiven Systems von Mindestvorräten werden diese sehr teuer sein. In der SR wird dieses System zurzeit vollkommen über öffentliche Finanzen finanziert. Eine der Schlüsselvoraussetzungen dafür, dass das System der Mindestvorräte effektiv funktioniert, ist, dass die Reserven auf dem Staatsgebiet gleichmäßig verteilt sind, damit die Verbraucher im Falle einer Krise einen schnellen und problemfreien Zugang zu den Vorräten haben. Unter diesem Aspekt ist es notwendig eine effektive Infrastruktur mit dem Ziel eines sicheren, zuverlässigen und ökonomischen Transports und Lieferung von Erdölprodukten zu erreichen.

Beim angenommenen Anstieg des Motortreibstoffverbrauchs wird es notwendig, auch die Menge an Mindestvorräten zu erhöhen. Im Sinne der gesamten Verbesserung des Systems der Mindestvorräte sollte sich die SR der Ansicht der übrigen Länder der EU/IEA anschließen, die die internationalen Erfahrungen in den nationalen Systemen anwenden. Das bedeutet die Unterstützung der Idee von internationalen Ausschreibungen und des offenen Wettbewerbs für alle Subjekte der Mitgliedsstaaten, die für Verkauf und Einkauf von Vorräten, deren Erneuerung und die Miete von Speicherkapazitäten und Dienstleistungen durchgeführt würden.

Eine notwendige Bedingung ist auch eine angemessene Kontrolle des Staates der Speicherkapazitäten. Ein wichtiger Faktor bei der Lösung von Errichtung und Erhalt der Mindestvorräte von Erdöl und ausgewählten Erdölprodukten ist daher der Ausgleich der Beziehung zwischen Staat und der Gesellschaft Slovaft AG, damit der Staat sich aus der Abhängigkeit eines privaten Unternehmens befreit.

6.2.6 Plan für Maßnahmen zur sicheren Erdölversorgung

1. Sicherstellung einer Versorgung der SR mit Erdöl aus sicheren und wirtschaftlichen Quellen.
2. Sicherstellung der Stabilität bei den Erdöllieferungen im Zeithorizont von 20-25 Jahren auf einem mindestens doppelten Niveau, als es heute vorliegt.
3. Sicherstellung der Errichtung einer Verbindung Bratislava – Schwechat mit dem Ziel, das Potential der Erdölpipeline TAL/WAP bei gleichzeitiger

- Erfüllung der unvermeidlichen Maßnahmen zur konsequenten Eliminierung der Grundwasservorräte im Wasserschutzgebiet Zitny Ostrov zu erzielen.
4. Fertigstellung von Speichern für strategische Erdölvorräte und Erdölproduktvorräte entsprechend den Vorschriften der EU und der IEA (Internationale Energieagentur).
 5. Förderung der Entwicklung der wechselseitigen Verbindung der Erdölnetze zwischen den EU-Ländern mit dem Ziel der Stabilitätserhöhung der Wirtschaft der gesamten EU.
 6. Förderung eines internationalen Tenders für alle Subjekte der Mitgliedsländer, die auf Einkauf und Verkauf der Vorräte ausgerichtet wären, deren Erneuerung, die Vermietung von Speicherkapazitäten und die Gewährleistung weiterer Dienstleistungen.
 7. Kontinuierliche Aktualisierung der Auswahl geeigneter Erdöllieferanten und ein vollkommen liberalisierter Erdölmarkt.
 8. Vertragliche Sicherstellung der Möglichkeit von Erdöllieferungen aus der CR, aus Ungarn und Österreich (nach Fertigbau der Anbindung) mit Ziel, eventuelle Lieferausfälle abdecken zu können.

6.3 Erdgas

Die SR hat eine lange Tradition im Bereich der Gaswirtschaft. Die SR hat dadurch eines der weitest verzweigten Distributionsnetze in Europa. Die Importabhängigkeit bei Erdgas beträgt zurzeit allerdings fast 98%. Mit der Errichtung der Transitegaspipeline im Jahre 1971 wurde für die SR in Kombination mit den Erdgasspeichern eine Selbstständigkeit des Staates bei den Kapazitäten erreicht. Unter dem Aspekt der Sicherheit der Lieferungen für die EU ist die SR ein wichtiger Player und stellt einen verlässlichen und sicheren Transportweg dar, mit dem russisches Erdgas in die Staaten Mittel - und Westeuropas transportiert wird. Etwa 20 % des Verbrauchs der EU läuft über die SR. Es liegt daher im Interesse der SR diese Stellung auch in einer Situation zu erhalten, wenn eine Errichtung von alternativen Transportwegen für das russische Gas läuft oder geplant wird (z. B. Nord Stream, Blue Stream, South Stream). Im Falle einer erhöhten Nachfrage ist es möglich, die Transportkapazität mit relativ geringeren Investitionskosten im Vergleich zu den neuen Projekten auszudehnen.

6.3.1.1 Erdgasmarkt

Gemäß den Bestimmungen von Gesetz Nr. 656/2004 Slg. über die Energiewirtschaft vom 1. Jänner 2005, sind alle Gasbezieher mit Ausnahme der Haushalte berechnete Abnehmer und haben die Möglichkeit ihren Gaslieferanten zu wählen. Seit 1.7.2007 sind auch Haushalte berechnete Abnehmer. Seit diesem Datum gilt daher eine 100 % gesetzliche Marktöffnung. Für neue Lieferanten ist der Markteintritt gesetzlich garantiert. Die Marktöffnungsstufe ist der Anteil der berechtigten Abnehmer an der Gesamtanzahl von Abnehmern. Im Jahr 2006 erreichte sie 4,47%, wobei der Anteil der berechtigten Abnehmer am Gesamtverbrauch 73,52 % betrug. In Wirklichkeit hat kein Gasabnehmer den Gaslieferanten gewechselt. Daher kann man festhalten, dass trotz der Schaffung der gesetzlichen Voraussetzung es in Wirklichkeit keinen offenen Gasmarkt gibt.

Das zeigt, dass die Transponierung der EU-Richtlinie und die neue Energiegesetzgebung bisher die Erwartungen betreffend Öffnung des Gasmarkts und Erhöhung des Wettbewerbs am Gasmarkt nicht erfüllt hat. Ähnliches kann man aus den Untersuchungen der EU ablesen, nämlich dass die Implementierung der EU-Richtlinie die erwarteten Ergebnisse nicht gebracht hat, die vor allem in der Integration des europäischen Strom – und Gasmarkts und der Öffnung der nationalen Märkte lag, auch auf der Europäischen Ebene nicht.

Das Unternehmen mit dem größten Anteil am slowakischen Gasmarkt ist Slovenský plynárenský priemysel SPP AG Bratislava.

Der Verkauf von Erdgas in der Slowakischen Republik belief sich im Jahr 2007 auf 5,668 Mrd. m³. Im Segment der Großabnehmer und der Kleinabnehmer wurde ein leichter Verbrauchsrückgang von 8,3% verzeichnet, bei den Kleinverbrauchern um 10 %. Bei den Haushalten kam es zu einer Verbrauchsreduktion um etwa 13,5 % gegenüber 2006. Der Grund waren der milde Winter, Sparmaßnahmen als auch die Modernisierung von Technologieanlagen, bei den Haushalten kam es unter anderem zur Verwendung von anderen Brennstoffen. Der Hauptgrund war der Gaspreis für die Haushalte. Ein höherer Gaspreis bevorzugt auch weiterhin andere Brennstoffe, wie etwa Kohle oder Holz. Sparmaßnahmen hängen direkt mit dem Preisanstieg beim Erdgas zusammen, wie etwa mit einer Erhöhung der Energieeffizienz auf Seiten der Gasabnehmer.

In der SR agieren auf dem Gasmarkt in Wirklichkeit neben den „Gebietsbetreibern“ der Netze und Gaslieferanten einige von SPP AG (Slovenský plynárenský priemysel) abgetrennte Subjekte, SPP – Transport AG, SPP – Distribution AG, die das Transport – und Distributionsnetz für Erdgas besitzen und betreiben. SPP AG ist außerdem der einzige wirkliche Erdgaslieferant in der Slowakei. Die bisherige Praxis zeigt, dass nur eine rechtliche Trennung der einzelnen Aktivitäten – Gastransport und Gasdistribution und dadurch die Schaffung eines transparenten und diskriminierungsfreien Umfelds, noch nicht ausreichend sein muss für die Entstehung eines tatsächlich offenen Gasmarkts, sondern noch weitere Maßnahmen notwendig sein werden, wobei es sich nicht nur um unbundling handeln kann, sondern auch eine effektive Regulierung, bzw. weitere Maßnahmen. Eine Voraussetzung ist die Existenz eines stabilen transparenten Regulationsrahmens mit einer langfristigen Garantie, die die notwendigen Investitionen ermöglicht und einen echten Wettbewerb sicherstellt. Ein transparenter und diskriminierungsfreier Zugang zu den Speicherkapazitäten und eine weitere Marktentwicklung bei den Speicherkapazitäten sind ein notwendiger Bestandteil des liberalisierten Gasmarkts.

Ein funktionierender Gasmarkt ist eines der Instrumente für die Sicherstellung zuverlässiger Erdgaslieferungen. Auf der anderen Seite erfordert die Marktöffnung bei Gas, der Eintritt weiterer Lieferanten die Definition gewisser Standards für die Sicherheit der Erdgaslieferungen für alle Gaslieferanten, was im Teil „Gemeinsamer Standard für die Lieferungen an die Gasbezieher“ beschrieben wird.

Eine Voraussetzung für Fortschritte bei der Schaffung des liberalisierten Gasmarkts ist die Existenz eines liquiden Gasmarkts. Es sind die Hindernisse bei der Marktöffnung zu definieren und zu beseitigen, der Wettbewerb ist vom Wirtschaftsministerium der SR zu fördern, allerdings vor allem durch den Regulator

der netzgebundenen Sektoren als der staatlichen Behörde, in deren Kompetenz die Sicherstellung eines transparenten, nicht diskriminierenden und effektiven Wettbewerbs der netzgebundenen Sektoren unter Berücksichtigung des Konsumentenschutzes liegt, wie auch die Aufgabe die primäre und die sekundäre Gesetzgebung auf der Grundlage dieser Schritte anzupassen. Eine weitere Voraussetzung ist das Zusammenspiel aller Marktteilnehmer, wie auch die Fertigstellung und die Anwendung von transparenten, realen und nicht diskriminierenden Regeln für den Gasmarkt.

Ein richtiger Schritt ist die Intensivierung der Zusammenarbeit der nationalen Regulatoren, die Harmonisierung ihrer Kompetenzen und Stärkung bei grenzüberschreitenden Fragen. Als geeignete institutionelle Lösung ansehen kann man die Ausweitung der Zusammenarbeit im Rahmen der aktuellen Struktur von ERGEG, womit die Schaffung einer neuen Institution auf Europäischer Ebene entfallen würde und gleichzeitig könnten die ihre Kenntnisse der regionalen Bedingungen besser genutzt werden. Ebenso wichtig wird auch die Zusammenarbeit der Betreiber der Übertragungsnetze auf Europäischer Ebene bei der Lösung der Probleme des grenzüberschreitenden Handels, der Harmonisierung der Standards und der Koordination der Planung sein.

Die erwarteten Einsparungsmaßnahmen der Haushalte und Firmen sind eine gewisse Voraussetzung für eine Verbrauchsreduktion aufgrund der vermehrten Energieeffizienzerhöhungen. Der Gesamtverbrauch sollte allerdings diese negativen Verbrauchstrends teilweise durch den Produktionsanstieg bei den neuen ausländischen Investoren ausgeglichen werden, d.h. hauptsächlich durch einen BIP-Anstieg.

Bis 2013 wird mit einem Gasverbrauch gerechnet, der maximal dem heutigen entspricht. Bis 2030 sollte der Verbrauch ansteigen, wenn auch nicht stark. Der Anteil von Erdgas an den Primärenergiequellen bis 2013, bzw. 2030 sollte leicht zurückgehen, allerdings noch immer über dem EU-Durchschnitt liegen.

Annahme zum Erdgasverbrauch der SR im Zieljahr 2008 und Ausblick bis 2030:

Verbrauch [Mrd. m ³]	2008	2010	2020	2030
Gesamtverbrauch	6,3	6,9	7,1	7,4

Quelle: Wirtschaftsministerium der SR

Unter dem Aspekt des Gastransits über das Staatsgebiet der SR nach Westeuropa ist die SR eines der wichtigsten Länder. Der Inlandsverbrauch der SR beträgt 1,2 % des gesamten Verbrauchs der EU. Betreffend Liefersicherheit des Erdgases aus der RF nach Europa, wobei das russische Gas ca. 20% des EU-Verbrauchs ausmacht, kann das Interesse an russischen Gaslieferungen nach Asien ein gewisses Risiko für die EU bedeuten. Daher sind langfristige Verträge mit Gaslieferanten außerhalb der EU als eines der Instrumente für eine Liefersicherheit bei Gas zu bewerten.

Bei der Sicherstellung von sicheren und zuverlässigen Erdgaslieferungen in ausreichendem Umfang für alle Abnehmersegmente ist im kommenden Zeitraum das Monitoring der Lieferungen wichtig, vor allem betreffend:

- Gleichgewicht von Angebot und Lieferungen von Erdgas einerseits und Nachfrage andererseits,
- Niveau des erwarteten künftigen Erdgasverbrauchs und der verfügbaren Lieferungen,
- angenommene und geplante Transport-, Distributions-, und Speicherkapazitäten,
- Maßnahmen zur Deckung des Spitzenverbrauchs bei Erdgas,
- Maßnahmen zur Lösung eines Ausfalls der Erdgaslieferungen,
- Sicherstellung der technischen Sicherheit der Erdgasanlagen,
- Qualität und Niveau der Netzwartung.

Das Monitoring muss rechtzeitig durchgeführt werden, damit die geeigneten Präventivmaßnahmen gesetzt werden, bevor die Liefersicherheit gefährdet wird.

6.3.1.2 Gemeinsamer Standard für sichere Erdgaslieferungen für Erdgasabnehmer

Die Richtlinie 2004/67/EG über die Maßnahmen zur Sicherstellung der Erdgaslieferungen wurde in die Gesetzgebung der SR mit der Verordnung des Wirtschaftsministeriums der SR Nr. 465/2006 übernommen, mit der die Verordnung des Wirtschaftsministeriums der SR Nr. 206/2005 Slg. zur Vorgangsweise bei Notstand, Beschränkungsmaßnahmen und Maßnahmen zur Beseitigung des Notstands ergänzt wurden.

Der Standard für die Erdgasliefersicherheit für die Gaslieferanten und die Abnehmer und die Sicherstellung wird durch die Verordnung des Wirtschaftsministeriums der SR Nr. 206/2005 Slg. im Wortlaut der Verordnung des Wirtschaftsministeriums der SR Nr. 465/2006 festgelegt.

Der Standard für die Erdgasliefersicherheit für Endabnehmer wird in drei Fällen sichergestellt:

- a) Unterbrechung oder Einschränkung der Erdgaslieferungen von mindestens 10 Wochen im Umfang von 30 % der Gesamtsumme des täglichen Volumens der Erdgaslieferungen auf der Basis aller Verträge über die Gaslieferungen für Gasendverbraucher oder Gaseinkaufverträgen vom Lieferanten und von Gaslieferanten aus dem Gebiet der EU, oder aus dem Gebiet von Drittländern,
- b) Erdgasverbrauch an fünf aufeinanderfolgenden Tagen, während extrem niedrigen Außentemperaturen; ein Tag mit extrem niedrigen Außentemperaturen ist ein Tag, wo die Tagestemperatur auf einem bestimmten Gebieten unter -12°C absinkt,
- c) Deckung des Gasbedarfs auf einem bestimmten Gebiet, der hervorgerufen wurde durch extrem niedrige Temperaturen während der kältesten Periode, die in den letzten 20 Jahre des vorhergehenden Jahres von 1. Oktober bis 31. März eintrat.
- d) Bei der Erhöhung der Sicherheit der Gaslieferungen ist es notwendig, die Einführung des gemeinsamen Standards für alle Gaslieferanten für die Liefersicherheit für alle Gasbezieher neu zu bewerten. Dabei ist auch die Möglichkeit zu untersuchen, ob ein Mechanismus für Mindestvorräte bei Gas ausgearbeitet werden soll.

6.3.1.3 Versorger der letzten Instanz

Durch die Novellierung des Energiegesetzes (mit Wirkung ab 1. April 2008) wurde in der SR das Institut des Versorgers letzter Instanz eingeführt.

Der Versorger letzter Instanz ist verpflichtet Gas an Abnehmer zu liefern, die ihr Recht auf Wahl der Lieferanten genutzt haben, dem in Ausübung seiner Tätigkeit die Genehmigung entzogen wurde oder die Lieferung nicht durchführen kann. Diese Verpflichtung gilt für höchstens drei Monate, wobei der Versorger letzter Instanz diese Tatsache direkt dem Netzregulator URSO mitteilt.

Das Kriterium für die Bestimmung des Versorgers letzter Instanz für ein bestimmtes Gebiet wird im Rundbrief und auf den Internetseiten der Behörde bekannt gegeben. Dies teilt die Behörde dem ausgewählten Lieferanten und den übrigen Bewerbern mit.

Der Gaslieferant kann die Versorgung letzter Instanz für den Fall ablehnen, wenn beim Abnehmer ein unberechtigter Bezug festgestellt wurde oder wenn der Abnehmer den Stromlieferanten oder Gaslieferanten aus anderen als im Gesetz bestimmten Gründen verloren hat.

6.3.1.4 Management von Krisensituationen in der Gaswirtschaft

Das Energiewirtschaftsgesetz (mit Wirkung ab 1. April 2008) definiert den Energienotstand als plötzlichen Mangel oder drohenden Mangel einzelner Energieformen, was eine Verringerung oder Unterbrechung bei Energielieferungen oder Abschaltung von Energieanlagen auf einem gewissen Gebiet der SR oder einem bestimmten Teil eines Gebiets für mehr als 24 h verursacht. Diesen Notstand verkündet und beendet das Wirtschaftsministerium auf Vorschlag des Gasdispatchers. Sobald der Notstand ausgerufen wurde, sind die Lizenzinhaber im Energiebereich verpflichtet sich an der Beseitigung der Ursachen und Folgen des Notstands und der Erneuerung der Gaslieferungen zu beteiligen.

Die Aufgaben der Gasregulation auf einem bestimmten Gebiet der SR auf der Grundlage einer Entscheidung des Wirtschaftsministeriums der SR erfüllt der Gasregulator des Betreibers des Distributionsnetzes SPP – Distribution AG Bratislava. Die Gasregulation auf einem bestimmten Gebiet der SR steuert unter anderem auch die angeschlossenen Transportnetze und das Distributionsnetz bei einem Notstand und bei Tätigkeiten, die die Entstehung direkt verhindern.

Eine wichtige Rolle bei der Deckung der Spitze und im Falle eines Ausgleichs eines Ungleichgewichts von Lieferung und Gasabnahme spielen die unterirdischen Gasspeicher, die die Sicherstellung der kontinuierlichen Gasversorgung über das ganze Jahr sicherstellen. Ein weiteres wichtiges Instrument, dessen Anwendung unterstützt werden sollte, ist die Entwicklung einer unterbrechbaren Gaslieferung.

Im Zusammenhang mit den Risiken, die eine mögliche Unterbrechung der Gaslieferungen bedeutet, wurde die Verordnung des Wirtschaftsministeriums der SR Nr. 206/2005 Slg. erlassen, die die Details für die Vorgangsweisen bei einem Notstand und die dessen Beseitigung definiert. Diese Verordnung definiert die Vorgangsweise für die Situation, wenn ein Gasmangel eintritt oder einzutreten droht.

Die Maßnahmen, die zur Beseitigung der Differenz von Lieferung und Verbrauch beitragen sollen, sind in den Gasbezugseinschränkungen beschrieben, den Havarieabnahmeregelungen und beschränkten Heizkurven.

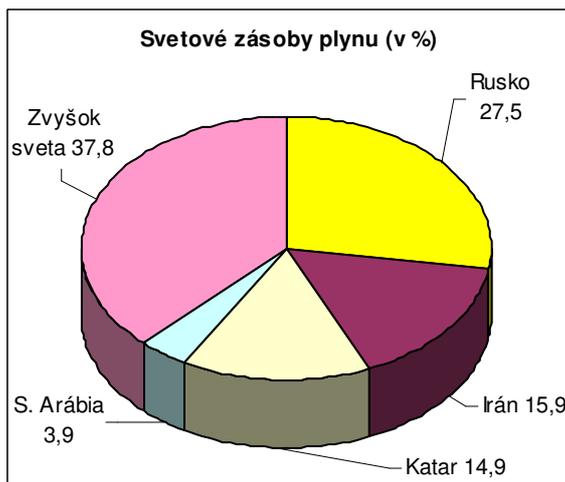
In der Beilage „Lösung außerordentlicher Situationen“ ist die Lösung für den Notstand in der Gaswirtschaft beschrieben. Unter Einbeziehung der neuen Erfahrungen mit der Lösung von Notsituation in der Stromwirtschaft, bzw. in den Nachbarstaaten ist es notwendig den Mechanismus des Notstands und dessen effektive Lösung neu zu bewerten.

6.3.2 Sicherstellung von Erdgaslieferungen

In Hinblick auf die Tatsache, dass die Erdgasförderung (Wiener Becken, Ostslowakei) nur einen sehr geringen Anteil des Gesamtverbrauchs darstellt, ist die SR auf den Gasimport angewiesen, der zurzeit 98 % der Gasnachfrage befriedigt. Aufgrund der geographischen Lage, der Verteilung der bedeutenden Gasvorkommen und der existierenden Transportwege aus der Russischen Föderation, wird der Gesamtimport auf der Grundlage eines langfristigen Vertrages vom Typ take-or-pay mit Gasexport, einem Tochterunternehmen von Gazprom, mit Laufzeit bis Ende 2008 durchgeführt.

Das Ziel der Diversifizierung auf Europäischem oder auch nationalem Niveau ist die Verringerung der Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten, was die Konkurrenz im Bereich der Gaslieferungen wie auch die Liefersicherheit verbessern sollten, vor allem beim Ausfall einer Versorgungsquelle.

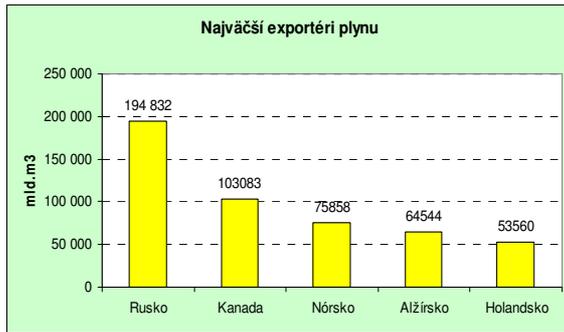
Die Analysen der EU erwarten einen Anstieg bei den Gaslieferungen im Jahre 2030 von den aktuellen ca. 500 Mrd. m³/a (Jahr 2006) auf 780 Mrd. m³/a, wobei ein Förderrückgang der EU-25 um fast 100 Mrd. m³/a im Jahr 2030 angenommen wird.



Weltweite Gasreserven und die größten Exporteure in %:

gelb: Russland, lila: Iran, gelblich: Qatar, mintgrün: Saudi Arabien, rosa: Rest der Welt

Die größten Gasexporteure



Legende: Russland, Kanada, Norwegen, Algerien, Niederlande – Quelle: IEA

Die geschätzten Gasvorräte in Europa belaufen sich auf 6 Trillionen m³ (Nordsee), der Mittlere Osten hat 72,1 Trillionen m³, Eurasien (vor allem RF) 58,0 Trillionen m³ und Afrika 14,4 Trillionen m³. Diese Zahlen machen deutlich, dass in Zukunft die Gaslieferanten außerhalb der EU eine höhere Bedeutung bei der Versorgung der EU spielen werden. Die bedeutende Stellung der Russischen Föderation als Erdgaslieferant für die EU in der Gegenwart und noch stärker in der Zukunft spiegelt sich auch im Dialog zwischen EU und der Russischen Föderation wieder.

Das gaswirtschaftliche System der SR ist mit Systemen der Nachbarländer verbunden, konkret der Ukraine, CR und Österreich. In der Nähe der slowakisch-österreichischen Grenze befindet sich der wichtige Gasknoten Baumgarten, der eine Kreuzung mehrerer Transportnetze und der Endpunkt der geplanten Pipeline Nabucco ist.

Anm.: Baumgarten ist ein wichtiger logistischer Gasknoten (hub), in der Nähe der slowakisch-österreichischen Grenze. Bereits jetzt bietet er Dienstleistungen für den Gasmarkt, wobei eine starke Weiterentwicklung dieses Knotens erwartet wird. Die SR ist zurzeit über Baumgarten mit Österreich mit den Gasleitungen DN 800, DN 600, DN 500, DN 900 und DN 1000 verbunden. Gleichzeitig existiert eine Verbindung zwischen Baumgarten und dem Speicher Láb IV in der SR. Eine weitere Möglichkeit seiner Nutzung ist die Anbindung Vysoká na Morave – Grenze SR und Österreich DN 1200. Aus Baumgarten führen die Transportnetze weiter – in Richtung Süden Trans-Austrian Gas Pipeline (TAG), in den Westen West Austria Gas Pipeline (WAG), südöstliche Richtung Hungaria Austria Gas Pipeline (HAG), nordöstliche Richtung zur Grenze mit der SR ist es die March – Baumgarten Pipeline (MAB).

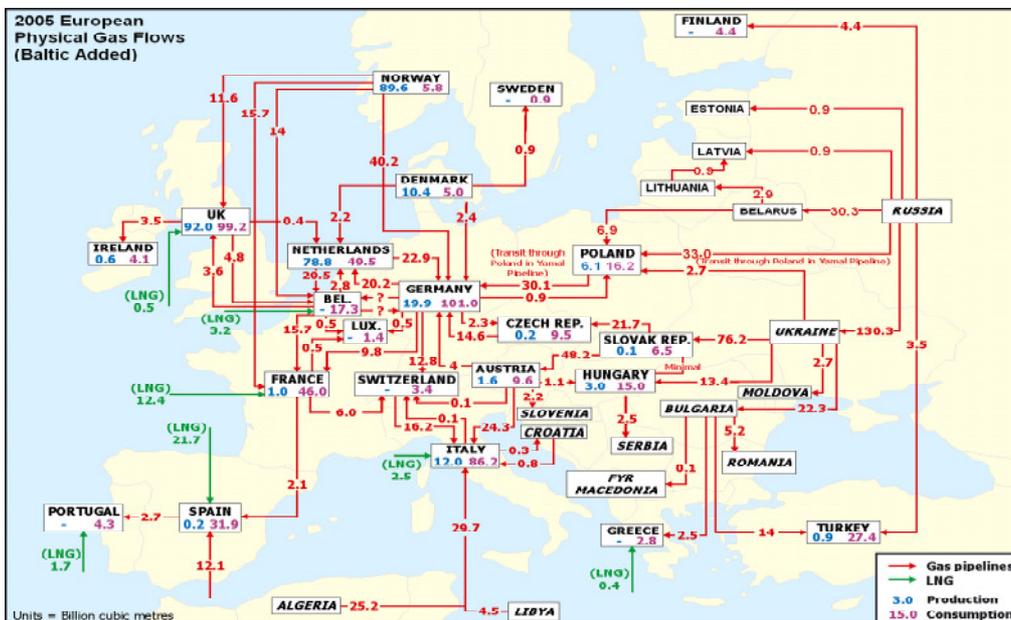
Für den Inlandsmarkt der SR sind die Möglichkeiten einer Diversifizierung der Erdgasquellen bisher eingeschränkt. Zurzeit ist es technisch möglich, Gas über die westliche Grenze aus Österreich und der CR zu importieren, aus dem Ostern wäre ein Import aus den Staaten des Mittleren Ostens möglich. Es ist kann auch die Trasse aus RF über Weißrussland, Polen – Jamal genutzt werden, allerdings nur, wenn eine Verbindung an HPS Velké Kapusany gebaut wird. Diese Quelle wird allerdings auch keine Veränderung bei der Lieferantenstruktur bewirken und es ist notwendig, die ökonomische Effektivität dieses Projekts zu überprüfen.

Für die SR kommen die folgenden Hauptquellen für Erdgas in Frage:

- Russische Föderation
- Nordeuropa (vor allem Norwegen)
- Kaspisches Meer und Mittlerer Osten
- Nordafrika

Auf die Auswahl der Lieferanten und die mögliche Diversifizierung der Quellen könnte auch die sog. Gas-OPEC Einfluss haben. Obwohl die Erdgasproduzenten die Schaffung einer solchen Organisation bestreiten, so ruft doch das existierende Forum der gasexportierenden Länder – Gas Exporting Countries Forum – Befürchtungen hervor, dass sich ein der OPEC ähnelndes Kartell formiert. Das Forum ist eine informelle Vereinigung der wichtigsten internationalen Erdgasproduzenten, die bisher keine fixen Mitglieder, keine Statuten hat, aber intensive Gespräche zwischen den Vertretern der Länder mit den größten Förderkapazitäten führt, was befürchten lässt, dass der Verhandlungsspielraum bei den Preisfixierungen in der nächsten Zukunft gering sein werden.

Die physischen Gasströme in Europa mit der Anführung der Volumina über die Gasleitungen zwischen den einzelnen Ländern, die Gasfördermengen und der Gasverbrauch in den einzelnen Staaten sind in der nächsten Abbildung zu sehen:



Quelle: EU- Gasarbeitsgruppe

6.3.2.1 Diversifizierung der Erdgasquellen

Region Kaspisches Meer und Mittlerer Osten

In diesem Fall handelt es sich vor allem um die Länder rund um das Kaspische Meer – Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan. Die höchsten Vertreter diese Länder einigten sich mit Russland auf die Errichtung einer gemeinsamen Pipeline rund um das Kaspische Meer, die vor allem dem Gasexport in Richtung Russland dienen soll. Dieses Projekt ist als Versuch der RF anzusehen, teilweise den Zugang der EU zu Quellen außerhalb von Russland zu unterbinden.

Bei den Überlegungen zu möglichen Gasquellen ist auch der Iran zu nennen, der die bedeutendsten Gasvorkommen in dieser Region hat. Angesichts der aktuellen politischen Entwicklung dieses Landes ist allerdings nicht möglich, über ein risikofreies Gebiet zu sprechen. So kam es z. B. im Jänner 2007 zur Einstellung der

iranischen Lieferungen an die Türkei trotz bestehender langfristiger Lieferverträge, womit die Türkei dann einen Gasmangel zu lösen hatte. Bekannt sind auch sporadische Angriffe vor allem der kurdischen Kämpfer auf die Gasexportinfrastruktur.

Unter dem Aspekt der technischen Möglichkeiten für den Gastransport aus diesem Gebiet gibt es in der SR mehrere vorbereitete Projekte. Zu den wichtigsten zählt Nabucco.

Gaspipeline Nabucco

Mittelfristig bedeutet die Errichtung der Gaspipeline Nabucco eine geeignete Möglichkeit für den Gasimport aus dem Gebiet des Kaspischen Meeres. Bedeutende Vorräte an Erdgas aus dem Mittleren Osten, der Region um das Kaspische Meer und Ägypten betrage 79 390 Mrd. m³, was das Interesse an dem Projekt weckt. Die Errichtung dieser Gaspipeline ist keine direkte Konkurrenz für den aktuellen Gastransport über die SR, weil Nabucco nicht für den Transport von russischem Gas bestimmt ist. Das Projekt Nabucco sind zurzeit ein Konsortium aus fünf Unternehmen aus Ländern, durch die die Gasleitung führen soll, nämlich OMV (Österreich), MOL (Ungarn), TRANZGAS (Rumänien), BULGARGAZ (Bulgarien), BOTAS (Türkei). Im Februar 2008 wurde die deutsche RWE Gas Midstream das sechste Mitglied.

Im Jahre 2007 wurden die nationalen Unternehmen Nabucco Österreich, Nabucco Ungarn, Nabucco Rumänien, Nabucco Bulgarien gegründet. Nabucco Türkei sollte in allernächster Zukunft gegründet werden. Die nationalen Unternehmen werden für konkrete Aufgaben im Zusammenhang mit der Errichtung der pipeline in ihren Ländern verantwortlich sein. Die EU einigte sich mit der Türkei darauf, wo der Beginn der Bauarbeiten für die Pipeline sein wird, als auch auf die finanzielle Unterstützung der notwendigen Infrastruktur bei der Stadt Ahiboz, wo ein wichtiger Knotenpunkt entstehen soll.

Für die konkreten Aktivitäten verantwortlich sein werden in ihren Ländern die für diesen Zweck gegründeten

Die technischen Parameter der geplanten Pipeline sind:

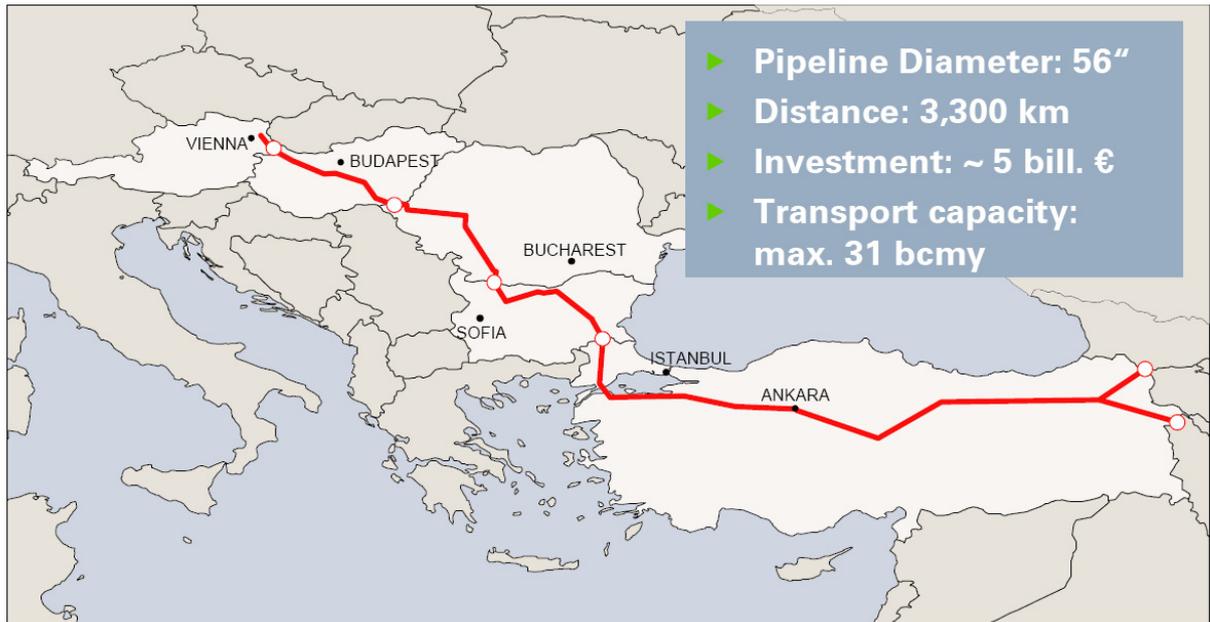
- Durchmesser DN 1400,
- Länge 3 300 km,
- maximale Transportkapazität 31 Mrd. m³/a,
- geplante Investitionshöhe liegt bei 4,6 Mrd. Euro.

Mit Baubeginn wird für das 2. Halbjahr 2008 gerechnet. Das Konsortium braucht allerdings einen – zwei neue Aktionäre, muss mit den Finanzinstituten verhandeln und die Transportverträge abschließen. Interesse am Einstieg in das Konsortium hat bereits offiziell auch die ukrainische Gesellschaft NAFTOGAZ angemeldet.

Das Projekt Nabucco gehört zu den prioritären EU-Projekten, denen große Aufmerksamkeit geschenkt wird, auch bei der Beschleunigung der Investitionen für ihre Vorbereitung und Realisierung. Der geplante Betriebsbeginn ist laut der jüngsten Informationen 2012. Betreffend mögliche Lieferungen über Nabucco an die SR ist an die existierende Verbindung über Baumgarten in Österreich zu erinnern, wo die Pipeline enden wird. Ebenso bekannte ist auch das Vorhaben für die weitere

Ausweitung der Verbindung der SR und Österreich (Vysoká – Baumgarten) mit geplantem Baubeginn Ende 2007.

Laut den verfügbaren Informationen sollte die geplante Transportkapazität in folgendem Verhältnis aufgeteilt werden: 15 Mrd. m³ sind für den Bedarf der Gasunternehmen bestimmt, die am Nabucco-Konsortium beteiligt sind, und 16 Mrd. m³ sind für Dritte.



Gaspipeline Nabucco; Quelle: Präsentation Nabucco Gas Pipeline International GmbH

Gaslieferungen aus Norwegen

Diese Möglichkeit ist politisch problemlos, Norwegen hat das Interesse ein stabiler Gaslieferant am EU-Markt zu sein. Sowohl existierende als auch geplante Infrastruktur läuft durch die Länder der EU und der EWG.

Unter dem Aspekt der technischen Möglichkeiten ist es auch jetzt schon mögliche Gas aus Norwegen in die SR zu importieren. Seit 2003 erweitert der Gasknoten in Baumgarten kontinuierlich seine Handelsaktivitäten einschließlich des Handels mit norwegischem Gas. Der Einkauf von norwegischem Gas wurde bisher noch nicht durchgeführt, was vor allem ökonomische Betrachtungen im Vergleich zum Gasimport aus Russland bewirkt haben.

Norwegen zeichnet sich dadurch aus, dass es seine natürlichen Ressourcen nicht zur Deckung des heimischen Energieverbrauchs nutzt, sondern die gesamte Produktion vor allem auf dem deutschen, britischen, französischen, belgischem, niederländischen Markt und zu einem geringeren Teil (ca. 1/5 des Gasverbrauchs der CR) auch auf dem Markt der CR verkauft. Es wird davon ausgegangen, dass die Förderung in der Nordsee und der Barentssee noch erweitert wird, ein Exportanstieg in die EU auf 117 Mrd.m³ im Jahre 2030 (im Vergleich zu 88,8 Mrd.m³ im Jahre 2005). Das norwegische Gas, das über Pipeline von einer Länge von 6 600 km in die EU gebracht

wird, ist zurzeit für die SR die teuerste Alternative – diese Möglichkeit der Diversifizierung wurde bereits in der Vergangenheit geprüft und die höheren Kosten (kostspielige off-shore Förderung, Transport über Pipelines unter dem Meeresspiegel) waren entscheidend dafür, dass die SR bei den traditionellen Quellen blieb.

Liquid Natural Gas (LNG) Projekte

Die Bedeutung des LNG steigt nicht nur weltweit (laut der Agentur Wood Mackenzie erhöht sich der weltweite Verbrauch von 158 Mio. t im Jahre 2006 auf 328 Mio. t im Jahre 2012), aber auch auf dem Europäischen Kontinent. Laut der Schlussfolgerungen des LNG- Kongresses in Barcelona im April 2007 erhöhte sich der aktuelle Anteil von LNG in Europa von 76 Mrd.m³ pro Jahre innerhalb von zwei Jahren auf 140 Mrd.m³ pro Jahr. Die Errichtung von neuen Regasifizierungsterminals wird schrittweise auch die Gaslieferungen in die Binnenstaaten der EU beeinflussen. Zu den wichtigsten Projekten aus der Perspektive der SR gehört vor allem:

Adria LNG

Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung des geplanten Terminals Adria LNG, dessen Kapazität bei 10 Mrd.m³ liegen sollte. Mit der Inbetriebnahme wird für das Jahr 2011 gerechnet. Der Terminal sollte die Möglichkeiten für Lieferungen aus Libyen, Algerien, Qatar usw. eröffnen. Algerien, das vor allem für die Länder der EU ein bedeutender Erdgaslieferant ist, vor allem für Italien, Spanien und Frankreich, plant die Erhöhung der Lieferungen für 2030 auf 117 Mrd.m³ (im Jahre 2005 waren es zum Vergleich 55,8 Mrd.m³). Ebenso plant auch Libyen eine Erhöhung von den aktuellen 5,4 Mrd.m³ eine Erhöhung des Exports auf ca. 30 Mrd.m³.

Im Projekt für dieses Terminal sind wichtige Unternehmen dieses Bereichs eingebunden - OMV, Total, INA, RWE Transgas, Geoplin. Gleichzeitig existiert ein Abkommen mit der Gesellschaft E.ON Ruhrgas.

Bei diesem Projekt handelt es sich vor allem um die Diversifizierung der Quellen wie auch der Transportwege, weil über dieses Terminal auch russisches Gas befördert werden könnte.

LNG Polen

Ein weiteres wichtiges Projekt für LNG ist die Errichtung eines Terminals an der Ostsee in Polen. Dessen Errichtung wurde von PGNiG im Dezember 2006 am Standort Swinoujście nahe Stettins abgesegnet. Bauende ist für das Jahr 2011 geplant, mit einer Anfangskapazität von 2,5 Mrd. m³ mit einem schrittweisen Anstieg auf 7,5 m³ pro Jahr. Im Falle einer Nutzung des LNG Terminals muss bei der Nutzung für die SR auch die Möglichkeit von Transportwegen und die Errichtung von eventuellen anschließenden Gasleitungen betrachtet werden.

6.3.2.2 Diversifizierung der Transportwege von Erdgas

Gaspipeline Blue Stream

Die Gaspipeline Blue Stream verbindet unter dem Meeresspiegel des Schwarzen Meeres Russland mit der Türkei, wobei sie über kein Gebiet eines anderen Landes führt. Blue Stream ist eine der tiefsten Gaspipelines unter dem Meeresspiegel. Ihre Jahreskapazität liegt bei 16 Mrd. m³. In diesem Jahre verlautbarte die ungarische

Regierung, dass sie Interesse an der Verlängerung der Pipeline Blue Stream hat, die von der RF in die Türkei führt, was eine Gefährdung der Errichtung von Nabucco bedeutet.

Unter dem Aspekt der Diversifizierung der Quellen würde es sich allerdings um keine Veränderung handeln, denn es würde sich noch immer um Gas handeln, das aus der RF kommt. Diese Lösung kann allerdings als Konkurrenz für das slowakische Transportnetz angesehen werden.

Gaspipeline South Stream

OAO Gasprom und das italienische Unternehmen Eni haben im Juni 2007 ein Memorandum of Understanding über die Realisierung der neuen Gaspipeline South Stream aus Russland nach Europa über das Schwarze Meer und Bulgarien unterzeichnet. Vor der Realisierung wird eine Studie vorbereitet werden, deren Ziele die Bewertung des Investitionsvorhabens ist und die Kapazität festlegen soll. Man geht davon aus, dass über 900 km Pipeline unter dem Schwarzen Meer, über Bulgarien, Griechenland nach Italien führen werden. Der Betriebsbeginn ist das Jahr 2012-2013. Die technischen Daten der Gaspipeline:

- Länge ca. 900 km,
- maximale Transportkapazität wird mit 30 Mrd. m³/a angenommen.

Bei günstigen Ergebnissen bei der Machbarkeit besteht die Möglichkeit, dass sie in Bulgarien in einen nördlichen und einen südlichen Teil unterteilt wird, wobei der nördliche über Ungarn nach Österreich führen wird. **Im Februar 2008 unterzeichneten Ungarn und Russland einen internationalen Vertrag über die Zusammenarbeit bei der Errichtung dieser Pipeline. Zum Projekt kamen auch Serbien und Bulgarien hinzu.**

Gaspipeline Nord Stream

Die Expansionspolitik von Gasprom drückte der Diversifizierung der Transporttrassen einen deutlichen Stempel auf. Die geplante Pipeline Nord-Stream unter der Ostsee, die Polen ausweicht und in Deutschland endet, hat keine Auswirkungen auf die Struktur der Lieferanten für die SR, wird allerdings negative Auswirkungen auf die Größe der transportierten Volumina über die Transitgasleitung in der Slowakei und dadurch auch auf die Wirtschaft der SR haben. Das Konsortium besteht aus den Unternehmen Gasprom (51 %), E.ON (24,5 %), BASF (24,5%). **Im November 2007 schloss die niederländische Gasunie einen Vertrag mit Gasprom über den Eintritt in das Konsortium ab. Die russische Gesellschaft wird auch weiterhin über 51% Anteil verfügen, die beiden deutschen treten der niederländischen 4,5% ab, die Gasunie wird somit über 9% verfügen.**

Die technischen Parameter der Pipeline:

- Länge 1200 km,
- Durchmesser DN 1200, Druck PN 22MPa,
- maximale Transportkapazität 55 Mrd. m³/a; in der ersten Phase soll allerdings nur ein Zweig der Pipeline mit einer Kapazität von 27,5 Mrd. m³/a errichtet werden (Betriebsbeginn für 2011 geplant).

Der deutsche Energiekonzern RWE, bzw. die tschechische Tochter RWE Transgas Net beabsichtigt 15 Mrd. Tschechischer Kronen in das Projekt Gazelle zu investieren,

das die Gaspipeline beim deutschen Grenzübergang Rozvadov mit Hora Sv. Katariny verbinden soll, wobei drei Anbindungsvarianten in Betracht gezogen werden. Das Hauptziel ist es, mit der geplanten Pipeline OPAL eine Anbindung an die Pipeline Nord Stream zu schaffen. Bei der Errichtung dieser Pipeline besteht die Möglichkeit, dass sich ein gewisses Transportvolumen langfristig von der SR zu den neuen Pipeline – Korridoren verschieben würde. Die Errichtung der Pipeline hängt mit der Pipeline Nord Stream und der Entstehung der damit zusammenhängenden Transporttrassen zusammen. Einer der an Nord Stream angeschlossenen Zweige – die Pipeline OPAL, sollte an der tschechisch-deutschen Grenze enden und Transgas Net plant die Fortsetzung auf tschechischem Gebiet mit dem Projekt Gazelle.

Aktuelle Transportgasleitungen und geplante Projekte:



6.3.2.3 Überblick über die mögliche Diversifizierung

6.3.3 Erdgastransport

6.3.3.1 Mögliche Risiken und Auswirkungen bei der Diversifizierung der Transportwege

Die genannten Pipelines Nord Stream (in Verbindung mit Gazelle), South Stream, Blue Stream, wie auch die Gasleitung Jamal, können auf eine gewisse Art als Diversifizierung der Transportwege betrachtet werden, aber gleichzeitig auch als klare Konkurrenz für das slowakische Transportnetz.

Alternative Transportwege aus der Region des Kaspischen Meeres

Zurzeit gibt es noch einige weitere Pipeline-Projekte, die vor allem Gas aus der Region des Kaspischen Meeres nach Europa transportieren werden, wobei die Möglichkeit einer Anbindung an das slowakische Gassystem besteht. Die Projekte befinden sich in verschiedenen Stufen der Projektvorbereitung. Es handelt sich um folgende Projekte:

- TAP (Trans-Adriatic Pipeline), die eine Fortsetzung der Pipeline aus der Türkei ist und über Griechenland, Albanien und über das Meer nach Italien führen würde. Die technischen Parameter – Kapazität 10 Mrd. m³/a, wobei das System für eine Ausweitung auf 20 Mrd. m³/a angelegt ist. An diese Pipeline angeschlossen werden könnte auch IAP (Ionian-Adriatic Pipeline), die die Küste entlang liefe und im Norden Kroatiens enden würde.
- IGI (Italy-Greece Interconnector, manchmal auch als TGI bezeichnet) – ist als Verbindung der Region des Kaspischen Meeres und dem Mittleren Osten mit Westeuropa vorgesehen – über die Türkei und Griechenland nach Italien (Otranto). Dessen Betrieb könnte 2011-2012 beginnen. Höchstkapazität beträgt 12 Mrd. m³/a.
- GUEU (Georgia-Ukraine-EU pipeline) – diese Pipeline würde über Georgien führen, und anschließend unter dem Meeresspiegel des Schwarzen Meeres (wo sie die existierende Pipeline Blue Stream kreuzen würde) weiter in die Ukraine, um dort an das existierende Gasnetz angeschlossen zu werden. Das bedeutet, dass ein Teil des Erdgases auch über das slowakische Transportnetz befördert werden könnte. In der Anfangsphase sollten ca. 8 Mrd. m³/a transportiert werden, die maximale Transportkapazität wird mit 32 m³/a angeführt. Für die Zukunft wird mit einer Verlängerung bis Polen gerechnet.
- PEOP (Pan-European Oil & Gas Pipeline) – aus dem rumänischen Constanta, über Serbien, Kroatien und Slowenien in das italienische Triest (Länge 1 320 km, Investitionskosten liegen bei etwa 2,2 Mrd. Dollar).

6.3.3.2 Zusammenfassung der Möglichkeiten zur Diversifizierung

Auch wenn die Betrachtungen aller Möglichkeiten bisher zeigen, dass Gasexport und die traditionellen Transportwege für die Erdgaslieferungen für die SR am bedeutendsten bleiben, ist es notwendig, die Möglichkeiten einer Diversifizierung zu beobachten und zu bewerten. Wenn es sich um Projekte handelt, an denen sich mehrere Länder beteiligen, lässt sich eine Diversifizierung nur in Zusammenarbeit mit den übrigen interessierten Ländern bewerkstelligen.

Für die SR, die zu 98% ihren Verbrauch über Importe decken muss, ist es wichtig sich nur zu einer Alternative zu verpflichten, sondern eine solche zu finden, die am sichersten und günstigsten ist. Und diese wird auch mit der bedeutenden Position der SR als Transitland von russischem Erdgas in die EU-Länder seit den frühen 70er Jahren zusammenhängen.

Unter diesem Aspekt ist eine effektive und kostengünstige Diversifizierung der Gasquellen und der Transportwege für Gas zu unterstützen und zu diesem Zweck in die Infrastruktur zu investieren, um eine Diversifizierung der Gaslieferungen zu erzielen. Dazu sind Voraussetzungen zu schaffen, die die SR in internationale Gasprojekte einbinden, wobei es um Projekte wie Nabucco, Adria LNG, Blue Stream, South Stream u. ä. geht.

Für die SR am sinnvollsten scheinen das Projekt Nabucco und des LNG- Terminals Adria zu sein. Beide Projekte werden allerdings von privaten Unternehmen realisiert, befinden sich in unterschiedlichen Vorbereitungsstadien (noch immer fehlen definitive Entscheidungen über die Projektrealisierung). Die SR hat keine Möglichkeit auf irgendeine Art in die einzelnen notwendigen Prozesse einzugreifen, oder in die Investitionsentscheidungen der Unternehmen einzugreifen.

Sollten diese beiden Projekte nicht realisiert werden, bietet sich noch zur Diversifizierung der Transporttrasse die angedachte Verlängerung der Pipeline Blue Stream nach Ungarn, wobei die optimale Anbindung dieser Pipeline an die slowakische Gasinfrastruktur zu überdenken ist.

6.3.4 Gastransport

Die SR spielte in den letzten Jahrzehnten eine Schlüsselrolle bei der Sicherung der Gaslieferungen nach Europa und es bestehen die Voraussetzungen dafür, dass sie sich diese Position, vor allem bei Lieferungen aus den Lagerstätten auf dem Gebiet der RF und der Länder Zentralasiens, erhalten hat. Und in einer Situation, wenn es für den Gastransport aus diesen Erzeugerländern alternative Trassen gibt, und deren Anzahl in Zukunft steigen sollte, wird das slowakische Transportnetz über eine verlässliche technologische Basis verfügen, gute Lastverteilung und Handelssteuerung, Erfahrungen in der Steuerung von Krisensituationen usw.

Eine Durchsetzung auf dem Markt der Transitzkapazitäten kann in Zukunft im flexiblen Einsatz von Ersatzkapazitäten bei der Abschaltung anderer Gasleitungen gefunden werden, im Anbieten eines neuen Sortiments von Transportdienstleistungen, in Verbindung mit anderen Teilen der Gaswirtschaftsinfrastruktur auf dem jeweiligen Gebiet (unterirdische Gasspeicher) und nicht zuletzt beim Gasexport aus neuen Quellen außerhalb des Gebiets der RF. In diesem Zusammenhang wird die politische und ökonomische Entwicklung der Ukraine entscheidend sein. Die technische Kapazität des Transportnetzes stellt ca. 94 Mrd. m³ dar.

Entwicklung des Volumens an transportiertem Gas und der Belastung des Transportnetzes.

Jahr	2002	2003*	2004	2005	2006	2007
Transport	70.4	72.7	82.7	81.3	73.8	

(Mrd. m ³)						72,8
------------------------	--	--	--	--	--	------

**bis 2003 bezeichnen diese Werte das Transportvolumen über das Transitsystem*

6.3.4.1 Mögliche Risiken und Auswirkungen der Diversifizierung der Transportwege

In Hinblick auf das monopolistische System der Gaswirtschaft in der RF wird die Position der SR im Bereich der Gaslieferungen auf dem inländischen und Europäischen Markt mittelfristig durch die strategischen Projekte des Unternehmens Gasprom bestimmt werden. Dazu gehört vor allem Jamal, die Gaspipeline Nord Stream und die Pipeline Blue Stream.

Mit der Pipeline Jamal wird seit 2000 Gas vor allem nach Deutschland und Nordwesteuropa in einem Umfang von ca. 15 Mrd. m³ Gas bei einer Gesamtkapazität von nicht ganz 30 Mrd. m³ mit einer möglichen Errichtung einer sog. zweiten Linie mit derselben Kapazität transportiert. Das Projekt der Pipeline Nord Stream, mit dessen Errichtung jetzt begonnen wird, hat eine geplante Kapazität von 55 Mrd. m³. Nach Betriebsbeginn von Jamal verzeichnete das Transportnetz von SPP – Transport einen entsprechenden Rückgang des Transports bei den deutschen Kunden, wobei es nach Fertigstellung von Nord Stream wohl zu einer weiteren deutlichen Reduktion des Transports für Gasprom Export kommen wird. Diese Periode wird für die Jahre 2011 bis 2013 erwartet. Gleichzeitig kann man eine gewisse Verstärkung des Transports in Richtung Italien und Südeuropa allgemein erwarten.

In Hinblick auf die aktuellen Transportverpflichtungen der Nutzer des Netzes von SPP – Transport kann man allerdings die Sicherheit der Gaslieferungen in der Slowakei von der ukrainischen Grenze für die folgenden Jahrzehnte als ausreichend bewerten. In diesem Kontext hat die gesetzliche Unterstützung von langfristigen Transport – und Lieferverträgen eine außerordentliche Bedeutung, wie auch die traditionellen Grundlagen der Gaswirtschaft in einem Gebiet mit einer Gasquelle.

In Hinblick auf die internationale Stellung liegt es im stärksten Interesse der SR die Menge an transportiertem Gas über das Gebiet der SR zu halten und die Position der SR als wichtigen Partner im Bereich der Liefersicherheit bei Öl und Gas für Europa zu halten.

Zu diesem Zwecke ist es wichtig auf dem Niveau der staatlichen Behörden, wie auch der Gasunternehmen, die Voraussetzungen für die Erhaltung, bzw. den Anstieg des Gastransports über das Transportnetz zu schaffen.

6.3.4.2 Internationale Zusammenarbeit im Bereich des Erdgastransports

Ein weiterer Bereich, der die Möglichkeit für eine Erhöhung der Liefersicherheit bedeutet, ist auch die Erhöhung des Transports über das slowakische Transportnetz und dessen Konkurrenzfähigkeit, die Verbesserung der Zusammenarbeit der miteinander verbundenen Betreiber der Netze (das slowakische Transportnetz ist mit den Transportnetzen der Ukraine, der CR und Österreichs verbunden), die Beseitigung der Hindernisse beim Übertritt des Erdgases über die Staatsgrenzen und die Schaffung der Voraussetzungen für einen liquideren Markt bei den Transportkapazitäten in der Region Ost – und Mitteleuropas.

Die wichtigsten Elemente der gegenseitigen Operabilität der Netze bzw. Interoperabilität sind

- Nominationsregime,
- Art für die Allokation der Mengen,
- Harmonisierung der technischen und kommerziellen Einheiten,
- Harmonisierung der Messungs – und Bewertungsweisen,
- Harmonisierung der IT- Instrumente.

Die genannten Elemente können mit dem Ziel der Beseitigung von Hindernissen für die grenzüberschreitenden Gasströme, die Schaffung von Voraussetzungen für einen liquideren Markt und die Sicherheit der Gaslieferungen weiterentwickelt werden.

6.3.4.3 Investitionen in Transportwege

Die notwendigen Investitionen für die Vorbereitung des SPP-Netzes werden besser quantifizierbar sein, nachdem mit Gasprom Export über den neuen Transportvertrag verhandelt worden ist, der den existierenden Vertrag ersetzen wird, der 2008 ausläuft. In diesem Stadium kann man nur festhalten, dass der Schwerpunkt auf folgendem liegen wird:

- Ausweitung der grenzüberschreitenden Kapazität im Bereich Vysoká – Baumgarten,
- Analyse der notwendigen Investitionen für den Austausch der Anlagen der Kompressorstationen und die Automatisierung des Steuersystems,
- Entwicklung der grenzüberschreitenden Kapazitäten und Errichtung neuer Anschlusskapazitäten an die Transportnetze der Nachbarstaaten.

6.3.4.4 Bedingungen für die Anbindung der Erdgasanlagen an das Transportnetz

Unter dem Aspekt der Energiesicherheit wurde für im Bereich des Anschlusses an das Transportnetz entscheidend die Integrität des Transportnetzes und dessen Gleichgewicht sein, d.h. das Gleichgewicht des Netzes in jedem Moment ist der Gastransport an den Eingangs – und Ausgangspunkten des Netzes gesichert.

Das setzt eine klare Bestimmung der Verantwortlichkeiten und Rechte des Betreibers des Netzes wie auch der an die Gasanlagen angeschlossenen Betreiber durch die Gesetzgebung voraus.

Konkret ist es notwendig die gesetzlichen Voraussetzung und Lösungen für die folgende Fragen zu gestalten:

- exklusiver Betrieb und Nutzung technischer Anlagen, die im Rahmen des Transportnetzes vor der Anschlussstelle errichtet wurden, durch den Betreiber des Transportnetzes auf der Grundlage von einheitlich festgelegten technischen, metrologischen und Sicherheitsstandards.
- Bewertung aller Betriebs – und Investitionsentscheidungen am Transportnetz aus der Perspektive des gesamten Transportnetzes und nicht nur dessen lokalen Teils
- Ausschließen einer mangelnden Übereinstimmung zwischen den Pflichten des Betreibers und den Eigentümerrechten
- gleichberechtigte Behandlung aller an die gaswirtschaftlichen Anlagen angeschlossenen Betreiber.

Transportnetz **eustream**, AG



Legende: grüne Linie: Transportnetz, grüner Punkt: Austritts/Eintrittspunkt

6.3.5 Erdgasdistribution

Die Distributionsnetze haben, ähnlich den Transportnetzen, die Stellung sog. natürlicher Monopole, wobei die Gesetzgebung im Energiebereich allen Marktteilnehmern in einem ausreichend Maß gleiche Rechte zuzusichern hat, wenn es um den Zugang zu diesen Anlagen geht. Der wirtschaftliche Wettbewerb läuft im Rahmen eines einheitlichen Gasmarkts über den Markt der Gaslieferungen. Unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit, Stabilität, Sicherheit und Zuverlässigkeit der Gaslieferungen ist es notwendig, dass vor allem eine sichere Nutzung der existierenden Distributionsnetze gesichert wird. Die Investitions – und Betriebskosten, die für das Distributionsnetz entstehen, müssen in den Distributionsgebühren berücksichtigt werden.

Die Aufgabe des Betreibers des Distributionsnetzes ist die Bereitstellung der Dienstleistung der Gasdistribution auf einer nicht diskriminierenden Basis für alle Marktteilnehmer bei einer effektiven Nutzung der bestehenden Netze und deren sicherem und zuverlässigen Betrieb. Es ist unbedingt nötig, so ein Modell des Netzanschlusses zu gestalten, das es dem Betreiber des Distributionsnetzes ermöglicht die gesetzlich festgelegten Pflichten zu erfüllen.

Zur Erfüllung der gesetzlich festgelegten, spezifischen Aufgaben wird von den Distributionsnetzbetreibern einer bestimmt, der die Rolle des Gasregulators in der SR zu erfüllen hat. Dieser ist verpflichtet, diese Rolle auf einem bestimmten Gebiet zu erfüllen und als Subjekt, das den Liefersicherheitsstandard für die Haushaltsabnehmer zu halten hat, gewährleistet er beim aktuellen Gasmarktmodell unterstützende Dienstleistungen in Zusammenhang mit der Gasdistribution.

Der Betreiber des Distributionsnetzes, der die Rolle des Gasregulators zu erfüllen hat, hat bei Gasnotstand die gesetzlich vorgeschriebenen Prozedere zu befolgen, vor allem die Netze in einem bestimmten Gebiet so zu steuern, dass die Gasdistribution für alle Marktteilnehmer so bald wie möglich wieder aufgenommen wird.

In diesem Zusammenhang ist neu zu bewerten:

- eine Lösung für eine andere Art des Kostenersatzes, die bei der Bereitstellung der unterstützenden Dienstleistungen als Teil der Dienstleistungen mit der Gasdistribution zusammenhängen, wenn es zur Entstehung eines Distributionsnetzes kommen sollte, dass an das Transportnetz angebunden ist (technische und wirtschaftliche Aspekte),
- von Seiten des Betreibers des Distributionsnetzes, der die Rolle des Dispatchers zu erfüllen hat, die Erfüllung aller genannten Aufgaben in allen Fällen, der Bedarf an der Sicherstellung in der Kapazität ausreichenden physischen Anbindung des Distributionsnetzes an das Distributionsnetz des Betreibers, der die Rolle des Dispatchers erfüllt,
- zur Lösung bestimmter Krisenfälle ist mit der Sicherung des Gasstroms in Richtung West – Ost der SR zu rechnen, vor allem aufgrund der Sicherstellung der Gasbezieher in der Kategorie Haushalte im östlichen Teil der SR.

6.3.5.1 Anforderungen an die Betriebssicherheit im Distributionsnetz

In der aktuellen Gesetzgebung der SR ist das akzeptable Risiko für den Betrieb von Linienquellen nicht eindeutig definiert, d.h. auch beim Betrieb der Distributionsnetze nicht. Daher ist die Aufmerksamkeit auf die Feststellung des Risikos aus dem Betrieb der Distributionsnetze zu richten.

Im Interesse von Erhalt und Erhöhung der Zuverlässigkeit und Sicherheit der Distribution von Gas, ist es notwendig, minimale Anforderungen des Staats für die Sicherheit von Linienquellen zu definieren – alle Distributionsnetze, d.h. ein Standard der Betreiber von Distributionsnetzen für die Sicherheit der Netze. Es handelt sich um die Ausweitung der Anforderungen, die an die geltende Gesetzgebung gesetzt werden (Vorgeschriebene regelmäßige Präventivhandlungen) wie um die Definition von unvermeidbaren Leistungen, deren Nachweis und die Kontrolle durch eine bestimmte staatliche Behörde.

Gleichzeitig sind Standardinstrumente für die Beobachtung der Netzsicherheit festzulegen (Bewertung von technischen Anlagen), die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Gaswirtschaftseinrichtungen, wie auch der Nachweis der technischen und personellen Eignung und Ausstattung. In diesem Zusammenhang werden einheitliche Instrumente für die Bewertung und den Nachweis über die Einhaltung der minimalen Bedingungen für die Sicherheit von Linienanlagen benötigt.

Im Sinne der Sicherstellung der operativen Betriebsfähigkeit des Distributionsnetzes, aber auch der Fähigkeit eventuelle Schäden der an das betroffene Netz angeschlossenen Gasbezieher abzudecken, die bei einer Lieferunterbrechung (Havarie, Störung) eintreten können, sollte ein Antragsteller auf eine Distributionslizenz bei der Antragstellung auch nachweisbare Unterlagen vorlegen, die die Fähigkeit zur Sicherstellung von Reparaturen und Wartung des Distributionsnetzes nachweisen, wie

auch die Fähigkeit, außergewöhnliche Situationen zu lösen. Der Nachweis der Fähigkeit angemessen auf die genannten Situationen reagieren zu können, ist durch den Besitz der notwendigen technischen Mittel, bzw. Contracting dieser Dienstleistungen zu erbringen.

In Hinblick auf die Art der Tätigkeit des Betreibers des Distributionsnetzes könnte man einen Mechanismus der regelmäßigen Kontrollen der Bedingungen erwägen, die bei der Lizenzvergabe in der Energiewirtschaft – der Gasdistribution erfüllt werden müssen. Wenn ein Mangel festgestellt werden sollte, so kann dies auch mit Entzug der Lizenz zur Erdgasdistribution durch die zuständige Behörde sanktioniert werden.

Über die Erfüllung der Bedingungen für eine Lizenz zur Gasdistribution sollte der Lizenzhalter mit Berichten in definierter Periodizität und Form informieren. Mit dieser Form und sachlichen Regulierung im Rahmen der Erteilung der Lizenz für den Betrieb von Distributionsnetzen wird auch der Faktor der Liefersicherheit und Sicherheit des Netzbetriebs berücksichtigt.

Im Rahmen des Betriebs des Distributionsnetzes ist es zweckmäßig die Möglichkeit einer Pflichtversicherung für die unternehmerische Tätigkeit beim Betrieb des Distributionsnetzes einzuführen. Damit könnten Schäden abgedeckt werden, die durch Ausfälle, außerordentliche Situationen im Distributionsnetz, bzw. höhere Gewalt entstehen, oder auch durch mögliche negative unternehmerische Aktivitäten des Distributionsnetzbetreibers.

Nicht nur die Deklaration des Nettogesellschaftseigentums, aber auch die Versicherung ist ein wichtiges Instrument, das in erster Linie die Gasbezieher schützen sollte, wie auch die Bevölkerung.

Die Sicherheit und die Zuverlässigkeit des Distributionsnetzes ist durch die stabilen und motivierenden Aspekte des Regulationsrahmens beim Investieren in die Aktiva determiniert. Die Kriterien für Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes sollen mit dem Investitionsniveau korrespondieren, das vom ökonomischen Modell eines bestimmten Regulationsrahmens für jedes einzelne Subjekt entsteht.

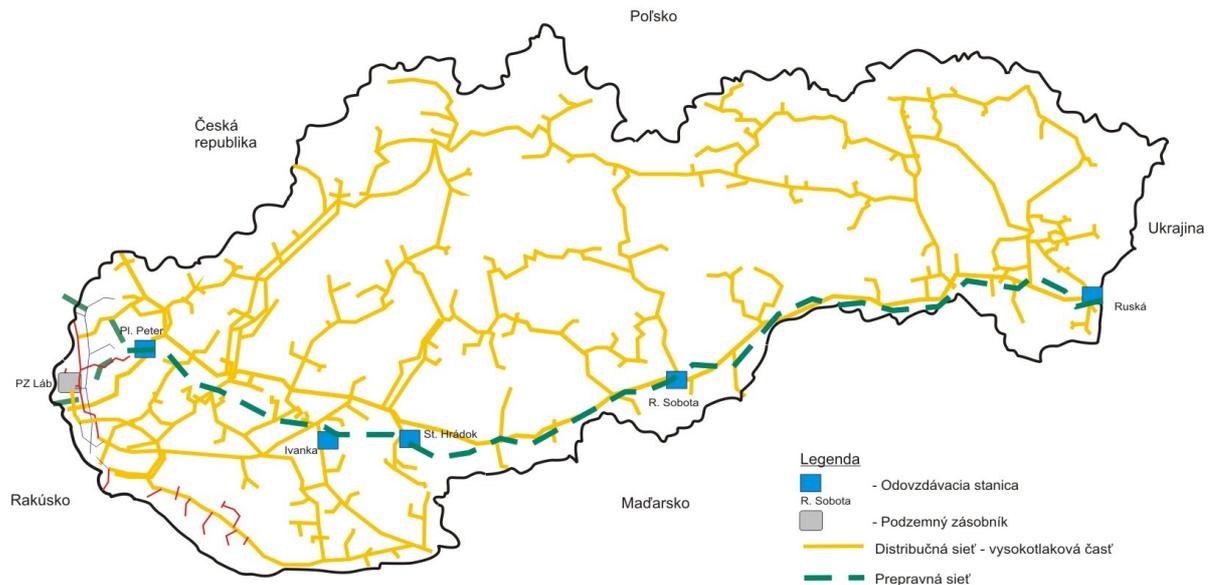
6.3.5.2 Verbindung der Distributionsnetze

Im Sinne der geltenden Gesetzgebung, ist wenn es auf einem bestimmten Gebiet mehrere Betreiber eines Distributionsnetzes gibt, einer mit der Rolle des Dispatchers betraut. Die übrigen Betreiber des Distributionsnetzes schließen ein Übereinkommen mit dem Betreiber eines Distributionsnetzes, der die Aufgabe des Dispatchers erfüllt, auf dessen Grundlage die Verbindbarkeit der Distributionsnetze sichergestellt wird, wie auch die Daten zur Verfügung gestellt werden, um ein Netzgleichgewicht zu erhalten.

Zur Erfüllung der Verpflichtung des Gleichgewichts im Distributionsnetz auf einem bestimmten Gebiet ist es notwendig, eine bei der Kapazität ausreichende Verknüpfung aller Distributionsnetze mit dem Distributionsnetz des definierten Dispatchers sicherzustellen.

DISTRIBUTIONSNETZ DER SR

DISTRIBUČNÁ SIĚŤ SR



Legende: Abgabestation, Unterirdischer Speicher, Distributionsnetz – Hochdruckteil, Übertragungsnetz

6.3.6 Unterirdische Erdgaslagerung

Seit der 2. Hälfte der 90er Jahre des vorigen Jahrhunderts unterliegt der Markt der unterirdischen Lagerung im Rahmen der EU deutlichen Veränderungen aufgrund der Liberalisierung der gesamten Energiewirtschaft. Der erste Schritt in diesem Bereich war die Annahme der Richtlinie 98/30/EG über die gemeinsamen Regeln für den Binnenmarkt mit Erdgas, die dann durch RL 2003/55/EG ersetzt wurde. Zusammen mit der Implementierung der GGPSPP (Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators), die von der Gruppe der Europäischen Regulatoren für Strom und Gas verabschiedet wurde, kam es zur Charakterisierung der Hauptpunkte, bzw. der Regeln des Unternehmensumfelds für die unterirdische Speicherung.

6.3.6.1 Analyse des Europäischen Markts der unterirdischen Speicherung

Die Gesamtspeicherkapazität der EU-Länder liegt bei über 70 Mr. m³, wobei der Umfang der Speicherkapazitäten in den einzelnen EU-Länder sehr unterschiedlich ist. Die Gesamtkapazität der unterirdischen Lagerkapazitäten in Deutschland, Frankreich und Italien stellt mehr als 60 Prozent der Lagerkapazität der gesamten EU dar. In Mitteleuropa sind die Kapazitäten in Österreich, Ungarn, Slowakei und der CR gut entwickelt. Im Österreich decken sie etwa 33 %, der CR etwa 28 % und in Ungarn etwa 25 % des Jahresverbrauchs an Erdgas ab.

Das angenommene Wachstum der Nachfrage nach unterirdischer Lagerung in den einzelnen Ländern der EU ist unterschiedlich. Mit der steigenden Abhängigkeit der EU von Gaslieferungen aus entfernten Ländern außerhalb der EU ist mit einem stabilen Anstieg der Nachfrage nach saisonaler Lagerkapazität zu rechnen. Die sich erhöhende Nachfrage wird durch die schrittweise Gasmarktliberalisierung, begleitet

von einer erhöhten Nachfrage nach neuen Speicherdienstleistungen als kommerziellen Instrumenten (kurzfristige Lagerung, Speicherung in der Nähe von Erdgas – Handelszentren, usw.).

In der Region Mitteleuropa ist mit einem Wachstum der Nachfrage nach Lagerung zu rechnen und das vor allem aufgrund des Verbrauchsanstiegs bei Erdgas und in den Nachbarländern, einer deutlichen Reduktion der inländischen Produktion und dem Import vor allem aus Russland. Die Nachfrage nach Lagerungsdienstleistungen wird sich vor allem wegen der möglichen Bedeutung des Erdgasknotens in Baumgarten erhöhen, wegen der geplanten Entwicklung der Pipeline Nabucco, die Erdgas aus der Region des Kaspischen Meeres nach Mitteleuropa bringen soll.

6.3.6.2 Unterirdische Erdgaslagerung in der SR

Die SR verfügt über unterirdische Erdgasspeicher, die sich im südwestlichen Teil des Landes befinden und eine wichtige Rolle beim Ausgleichen der saisonalen Nachfrage und der Abnahme während der Spitze für die SR und andere Europäische Länder spielen. Die Bedingungen, dass die EU-Mitgliedsstaaten schrittweise Erdgasreserven im Umfang der Haushaltsverbrauch von zwei Monaten anlegen sollen, erfüllt die SR heute bereits, da die Speicher etwa 38 % des Jahresverbrauchs an Erdgas in der SR decken können. Die Betreiber dieser Speicher sind die Gesellschaften NAFTA AG und POZAGAS AG. Die aktuelle gesamte Kapazität der unterirdischen Speicher in der SR beträgt 2,5 Mrd. m³, wobei der slowakische Erdgasmarkt 1,3 Mrd. m³ nutzt. Außerdem planen die existierenden und die neuen Betreiber der unterirdischen Speicher, die auf den Markt eintreten, die Entwicklung neuer Speicherkapazitäten in der SR für den slowakischen und für den internationalen Markt.

Neben der Speicher gibt es in der SR für die Zwecke des Gleichgewichts der Netze in der SR den Speicher Dolní Bojanovice mit einem Volumen von etwa 0,5 Mrd. m³, der sich in der CR befindet. Dieser Speicher ist an das slowakische Gasnetz angeschlossen und von den Verbindungstechnologien unabhängig, die von POZAGAS AG und NAFTA verwendet werden. Der Speicher Dolní Bojanovice bietet darüber hinaus auch die Möglichkeit einer zusätzlichen Absicherung der Liefersicherheit für die erdgasbeziehenden Haushalte.

Zur Sicherstellung eines effektiven Funktionierens des Erdgasmarkts ist es notwendig, die folgenden Regeln eines Unternehmensumfelds betreffend die unterirdische Speicherung einzuhalten:

- Zugang Dritter zu den unterirdischen Speichern auf einer diskriminierungsfreien und transparenten Basis,
- regulierter oder vertraglicher Zugang zu den unterirdischen Speichern,
- verlässlicher und sicherer Betrieb zu ökonomisch akzeptablen Bedingungen,
- Veröffentlichung wichtiger Informationen über die unterirdischen Speicher,
- Wahrung der Vertraulichkeit von sensiblen Informationen,
- Erweiterung der angebotenen Dienstleistungen und getrennter und unterbrechbarer Service und Angebot von kurzfristigen Verträgen,
- Förderung des Sekundärmarkts mit Speicherkapazitäten,
- enge Zusammenarbeit mit dem Betreiber der Transportnetze und dem Betreiber der Distributionsnetze.

6.3.6.3 Fragen bei der Sicherheit – Strategische Erdgasreserve

Das notwendige Niveau bei der Sicherheit der Erdgasreserven und strategischen Reserven muss definiert werden. Es ist zu bestimmen, bis zu welchem Niveau und in welcher Gruppe von Endverbrauchern die Sicherheit der Lieferungen im Falle schwerer Lieferausfälle aufrechtzuerhalten ist.

Auf EU-Ebene werden zurzeit zwei neue Modelle diskutiert. Das erste von der EU-Kommission betrachtete Beispiel rechnet mit einer strategischen Reserve von 10 % des gesamten Imports von Erdgas aus Ländern außerhalb der EU und das ab 2015, wobei die Sicherstellung durch sog. strategische Reserven gelöst würde. Die zweite diskutierte Variante ist die Festlegung der Pflicht jedes Erdgashändlers ab 2010 Erdgas in der Menge von 10 % der Importmenge aus Ländern außerhalb der EU und 5 % der von einem zweiten und weiteren Lieferanten zu speichern. Beide Konzepte, die die EU-Kommission hier vorschlägt, werden von den aktuellen Gaslieferanten der SR praktisch bereits umgesetzt. Daher ist es notwendig, die Möglichkeiten für einen Mechanismus von Notvorräten an Erdgas zu diskutieren.

6.3.6.4 Investitionen in die Entwicklung von unterirdischen Erdgasvorräten

Die Errichtung von neuen Speicherkapazitäten wird in der SR eine Erhöhung der Erdgasliefersicherheit bedeuten. Neben den bereits existierenden unterirdischen Speichern wird auch mit der Konversion der Erdöl – Gaslagerstätten gerechnet. Es wurden drei Gebiete ausgewählt, die im Zentrum der Aufmerksamkeit für die potentielle Entwicklung stehen:

- in der Umgebung des Komplexes der unterirdischen Speicher Láb (Objekt Gajary-báden, Objekt Láb 5),
- in der Westslowakei in der Nähe der Stadt Sered',
- in der Ostslowakei Objekt Ptrukša.

Von den genannten scheint das Objekt Gajary-báden das beste zu sein, das mit seinen Parametern die Errichtung von Speichern mit einer Lagerkapazität von bis zu 550 Mio. m³ und einer täglichen Entnahmeleistung von bis zu 12 Mio. m³ ermöglicht.

Das Objekt Sered' hat die günstige Lage in der Nähe der Transitpipeline, in der Lagerstätte befinden sich allerdings 90 Prozent CO₂, was Auswirkungen auf die Anforderungen an die Technologie hat und auch eine Umweltbelastung darstellt.

Das Objekt Ptrukša bietet die Möglichkeit der Speicherung von 255 Mio. m³ und einer täglichen Abbauleistung von bis zu 2,7 Mio. m³. Dieses Objekt hat allerdings schlechtere Kollektoreigenschaften, die Lagerstättenstruktur ist in mehrere isolierte Schichten unterteilt. Im Falle einer Konversion wäre es notwendig viele neue Sonden einzubohren und überirdische Technologien zu errichten, was den ganzen Bau verteuern würde.

Österreich, die CR und auch Ungarn planen die Erhöhung der unterirdischen Erdgaspeicherkapazitäten. Die aktuelle Kapazität aller unterirdischen Speicher in Mitteleuropa liegt bei ca. 11 Mrd. m³ und für die Zukunft wird mit der Ausweitung auf bis zu 16 Mrd. m³ gerechnet. Die Verbindung dieser Speicher miteinander und die Schaffung einer Art Europäischen Zentrums stellt eine große Herausforderung für die Zukunft dar.

Die erfolgreiche Entwicklung dieser Speicherkapazitäten wird sehr von der Stabilität des gesetzlichen und regulativen Umfelds abhängen, weil der Investor die Risiken erwägen muss, wozu die hohen Kosten und die lange Bauzeit zählen (über 6 Jahre).

Unter dem Aspekt der Sicherheit der Erdgaslieferungen und der Förderung eines funktionierenden liberalisierten Gasmarkts ist es zweckmäßig in der Zukunft in der Slowakei neue Gaslagerkapazitäten zu errichten.

6.3.7 Kohlenwasserstoffabbau in der SR

Die inländische Erdgasförderung deckt zurzeit etwa 2 % des heimischen Verbrauchs. Dennoch stellt dies einen Beitrag zur Diversifizierung der Erdgasquellen bei und ist Teil der Energieversorgungssicherheit in der SR.

Die Erdgasförderung in der SR hat eine sinkende Tendenz. Bisher wurden 26,8 Mrd. m³ und Erdgas gefördert, wobei die bekannten förderbaren Erdgasvorräte 5 % der bisher entdeckten Vorräte nicht überschreiten. Das größte Problem ist eindeutig der unzureichende Ersatz des geförderten Gases durch neu entdeckte Reserven.

Stand der geologischen Vorräte an Erdgas in der SR zum 1. Jänner 2006 in Mio. m³

Gebiet	Ökonomisch sinnvoll abbaubare Vorkommen	Zurzeit nicht ökonomisch förderbare Vorkommen	Vorkommen zusammen
Wiener Becken	3 713	13 445	17 158
Ostslowakei	6 535	3 482	10 017
SR zusammen	10 248	16 927	27 175

Quelle: Bilanz der Lagerstätten nicht nachwachsender Rohstoffe, Umweltministerium SR

Im Jahre 2006 wurde in der SR in etwa 120 Mio. m³ Erdgas durch NAFTA AG gefördert und 17 Mio. m³ von einem anderen Produzenten, ENGAS Nitra. Gefördert wird vor allem in der Westslowakei im Wiener Becken, von wo etwa 62 % der Erdgasproduktion stammt. Die Lagerstätten im Ostslowakischen Becken beteiligten sich im Jahre 2006 mit fast 26 % an der slowakischen Produktion. Der Abbau im Donaubecken machte 2006 nur etwa 12 % der gesamten Förderung aus. Die Lagerstätten aller drei Gebiete sind im fortgeschrittenen Stadium der Erschöpfung und es werden technisch und ökonomisch anspruchsvolle Methoden (Kompressorabbau) verwendet. Das Ende der Förderung der existierenden Vorkommen wird für die Jahre 2013 – 2016 erwartet. Falls keine neuen Vorkommen entdeckt werden, wird damit die Erdgasproduktion in der SR beendet werden.

Zur Sicherung der weiteren Förderung ist es notwendig, gewisse gesetzliche Voraussetzungen zu schaffen, aber auch Maßnahmen, die nicht legislativer Art sind, die der Nutzung heimischer Gasquellen dienen. Dazu gehört die Schaffung günstigerer Bedingungen zur Erforschung und Förderung von Erdgasvorkommen und Erdölvorkommen, wie sie im nächsten Teil beschrieben sind.

6.3.7.1 Exploration von Erdgas

Die EU ist sich der steigenden Abhängigkeit vom Erdgasimport aus Drittländern bewusst, in der Richtlinie 94/22/EG über die Bedingungen für die Lizenzvergabe für die Exploration, Untersuchung und Förderung von Kohlenwasserstoffen, ruft sie die Mitgliedsländer auf, diese auf EU-Gebiet zu unterstützen. Der rückgängige Trend bei der Erdgasproduktion der SR kann nur mit Hilfe erfolgreicher Untersuchungen

gestoppt werden. Das noch vorhandene Potential der kommerziell nutzbaren neuen Vorräte an Erdgas in relevanten Mengen befindet sich allerdings in anspruchsvollen Lagerstätten, die diese Exploration geologisch, technologisch und finanziell anspruchsvoll machen. Mit dem Ziel die heimische Exploration zu fördern, ist es daher notwendig ein stabiles Umfeld für Unternehmer zu schaffen, die die Unternehmen dazu anregen, in so anspruchsvolle Projekte der Erdgasexploration zu investieren.

Angesichts der anspruchsvollen Bedingungen bei der Tiefenexploration wird es notwendig sein, die Dauer für die Bestimmung eines Explorationsgebiets auf minimal 10 Jahre zu stabilisieren. Unter den aktuellen Bedingungen wird ein Explorationsgebiet auf vier Jahre zugeteilt, eine Verlängerung ist nur auf der Basis der Prüfung durch die Behörde auf 10 Jahre möglich. Aus diesem Grund kommt zum geologischen Risiko auch noch ein deutliches zeitliches Risiko hinzu, welches die Willen von Unternehmer schwächt, in den Bereich der Exploration zu investieren. Betreffend die Explorationsgebiete, so legt die aktuelle Gesetzgebung gleichzeitig die Höchstzahl und Verteilung der Explorationsgebiete fest (4 Explorationsgebiete mit einer maximalen Fläche von 1000 km²) für einen Unternehmer. Dieser restriktive Zustand stellt ein deutliches Hindernis für den Eintritt eventuell wichtiger Investoren in die Exploration dar und bremst dadurch die Entwicklung der Exploration in der SR. Von der Seite des Staates sollte daher bei anspruchsvollen Projekten ausreichend Raum für die Vorbereitung und Realisierung gewährt werden, womit sich zumindest teilweise die Gesamtauswirkungen der Risiken für den Investor verringern. Gleichzeitig sollten in beiden genannten Fällen auch solche Maßnahmen gesetzt werden, die eine Form der Verwaltung mit einer definierten Periodizität in Form von Information über die Aktivitäten der Organisationen im explorierten Gebiet bieten, wie auch die Möglichkeit das Explorationsgebiet bei Untätigkeit einer anderen Organisation zuzuteilen.

Ein weiteres ernstes Problem ist die Tatsache, dass die slowakische Gesetzgebung es nicht ermöglicht, ein Explorationsgebiet an zwei oder mehr Organisationen zu vergeben, auch wenn dies in der Richtlinie 94/22/EG ausdrücklich erwähnt wird. Aus dem Grund der hohen Kosten und Risiken der Explorationsarbeiten ist es in Europa üblich, dass mehrere Subjekte die Exploration gemeinsam durchführen und finanzieren.

Im Bereich der Forschung, wie auch der Förderung von Erdgas ist auch die Frage der Erzwingbarkeit des Eintritts auf die Grundstücke anderer Subjekte im Rahmen der Explorationsarbeiten und Förderarbeiten wie auch die Einigung mit dem Eigentümer sehr aktuell. Die Vorgangsweise gemäß dem aktuellen gesetzlichen Stand ist schwerfällig und ohne die aktive Mitarbeit der Behörden zeitlich sehr anspruchsvoll, was für die Unternehmer ein weiteres Hindernis bedeutet.

Neben den gesetzlichen Änderungen wird oft gefordert, vor allem wegen des hohen finanziellen und zeitlichen Aufwands der Projekte im Bereich der Exploration von Erdgas, dass der Staat Instrumente für die Förderung der Exploration gewährt, damit zumindest bei den anspruchsvollen Projekten teilweise das Gesamtrisiko für den Investor verringert wird. Es ist offensichtlich, dass einige Projekte nicht ohne solche Instrumente realisiert werden können.

Eine weitere notwendige Änderung ist die Notwendigkeit das System der Verlautbarung und Zuteilung von staatlich finanzierten geologischen Aufgaben effektiver zu gestalten, damit deren Themen auch eine direkte Anbindung an die praktische Verwendung für die Exploration und Untersuchung von Kohlenwasserstoffe haben.

6.3.8 Plan für Maßnahmen zur sicheren Erdgasversorgung

Gasmarkt und Sicherstellung von Erdgaslieferungen

1. Initiierung des Wettbewerbs am Erdgasmarkt um einen funktionierenden liberalisierten Markt als Instrument für die Sicherung von Erdgaslieferungen fertig zu stellen.
2. Bewertung und eventuelle Veränderung der Tarife und Tarifgruppen für den Gastransport und die Gasdistribution in Bezug auf die Gasmarktentwicklung.
3. Monitoring von Nachfrage und Angebot bei Gas unter dem Aspekt der langfristigen Trends und Schaffung von Bedingungen für langfristige Verträge mit den Gaslieferanten außerhalb der EU als einem der Instrumente der Gasliefersicherheit.
4. Einführung eines gemeinsamen Standards für die Gaslieferanten für die Gasliefersicherheit der Gasbezieher.
5. Einrichtung eines Gaslieferanten der letzten Instanz.
6. Neubewertung eines Mechanismus für den Notstand und dessen effektive Behebung.
7. Analysieren, ausarbeiten und anschließend einen Mechanismus für die Notvorräte, bzw. die strategischen Gasvorräte festlegen.
8. Schaffung von Bedingungen für die Entwicklung von unterbrechbaren Erdgaslieferungen.
9. Unterstützung einer effektiven und kostengünstigen Diversifizierung der Gasquellen und Diversifizierung der Gastransportwege und dazu die Investitionen in die Infrastruktur unterstützen um die Gaslieferungen diversifizieren zu können.
10. Schaffung von Bedingungen für die Einbindung der SR in die internationalen Gasprojekte, wobei es um Projekte wie Nabucco, Adria LNG, Blue Stream, South Stream u. ä. geht.

Transport von Gas und Distribution von Gas

1. Sicherstellung eines verlässlichen und sicheren Gastransports nach Europa und damit die Voraussetzungen für den Erhalt, bzw. den Anstieg des Gastransports schaffen und die Stellung der SR als bedeutenden Partner im Bereich der Gasliefersicherheit in Europa stärken.
2. Unterstützung der Zusammenarbeit mit den Betreibern der angeschlossenen Transportnetze mit den Nachbarstaaten um wechselseitig Betriebsfähigkeit der Transportnetze und Interoperabilität der Netze zu erreichen und so die Hindernisse für einen grenzüberschreitenden Gasstrom zu beseitigen, die Voraussetzungen für einen liquiden Markt und sichere Erdgaslieferungen zu erzielen.
3. Sicherstellung der Entwicklung des Transportnetzes und Entwicklung des Distributionsnetzes.
4. Bewertung und eventuelle Modifikation der Tarifgruppen in Bezug auf die Gasmarktentwicklung.

5. Sicherstellung der Integrität des Transportnetzes und Distributionsnetzes und deren Gleichgewicht durch eine klare Bestimmung der Rechte und Pflichten der Betreiber des Transportnetzes und der Distributionsnetzes, wie auch der Betreiber der angeschlossenen Gaswirtschaftsanlagen.
6. Festlegung eines eindeutigen und angemessenen und stabilen regulativen Rahmens, um die Bedingungen für die Unterstützung der Investitionen und neuer Transport – und Distributionsnetze, Wartung und Erneuerung der Netze zu sichern.
7. Schaffung der Voraussetzungen für die Erfüllung der Aufgaben des Betreibers des Distributionsnetzes mit der Aufgabe als Dispatcher zu fungieren, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Distributionsnetzes zu erhalten.
8. Einführung eines Standards des Betreibers des Distributionsnetzes für die Sicherheit des Netzes durch die Festlegung der minimalen Bedingungen für die Sicherheit der gaswirtschaftlichen Anlagen.
9. Sicherstellung einer effektiven Nutzung der existierenden Distributionsnetze, auch in Anbindung an die Fertigstellung neuer Netze.
10. Durch inhaltliche Regulation im Rahmen der Lizenzerteilung für den Betrieb von Distributionsnetzen den Faktor Sicherheit der Erdgaslieferungen und des Netzbetriebs berücksichtigen.

Lagerung von Erdgas und Erdgasförderung

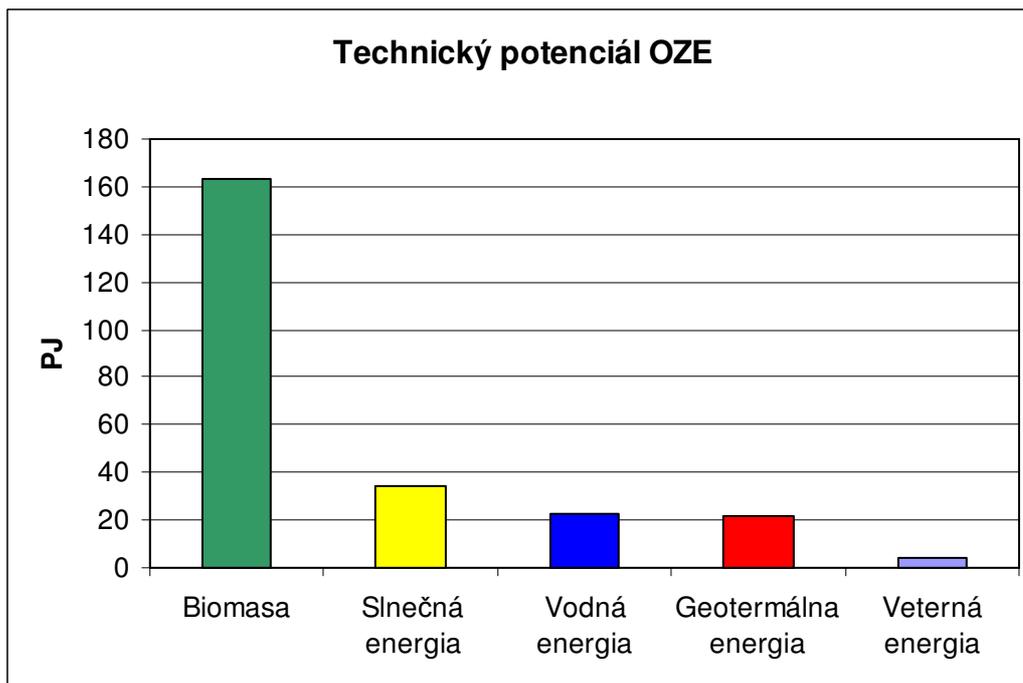
1. Sicherstellung eines transparenten und diskriminierungsfreien Zugangs für alle Benutzer der unterirdischen Gasspeicher.
2. Schaffung der Bedingungen für
 - die flexible Nutzung der existierenden unterirdischen Gasspeicher,
 - Förderung der Errichtung neuer unterirdischer Gasspeicher,
 - Unterstützung der Exploration und Förderung der Lagerstätten für Erdgas und Öl.
 - Förderung der Nutzung heimischer Gasvorkommen.

6.4 Erneuerbare Energie

Das Potential der Erneuerbaren Energiequellen (EE) ist eine Energie, die in eine andere Energieform innerhalb eines Jahres umgewandelt werden kann und deren Größe durch die natürlichen Bedingungen gegeben ist. Das größte Gesamtenergiepotential hat die Sonnenenergie. Dieser Teil des Potentials, der nach der Einführung der zur Verfügung stehenden Technologie genutzt werden kann, wird als technisches Potential bezeichnet.

6.4.1 Technisches Potential

Technisches Potential der Erneuerbaren Energien



Biomasse Sonnenenergie Wasser Geothermale Windenergie

Zdroj : MH SR

PJ – Petajoule (10^{15} J)

TJ – Terajoule (10^{12} J)

(PJ = 1 000 TJ = 278 GWh (bei Strom)), bzw. (1 TWh = 3,6 PJ = 3 600 TJ)

Biomasse

Die Biomasse hat das größte technische Potential (160 PJ), welches 20 % des inländischen Bruttoenergieverbrauchs (gesamte Energieverbrauch) der SR darstellt. Die Biomasse hat eine große Zukunft bei der Wärmeproduktion vor allem bei zentralen Heizwerken als Holzschnitzel und Stroh und in den Haushalten in der Form von Pellets und Holzbrikets. Die relativ schnell steigende Biomassenutzung ist die gemeinsame Verfeuerung von Fossilbrennstoffen in Wärmekraftwerken und bei der Kogeneration. Bei den größeren Anlagen ist die Optimalisierung der logistischen Kosten der wichtigste Faktor.

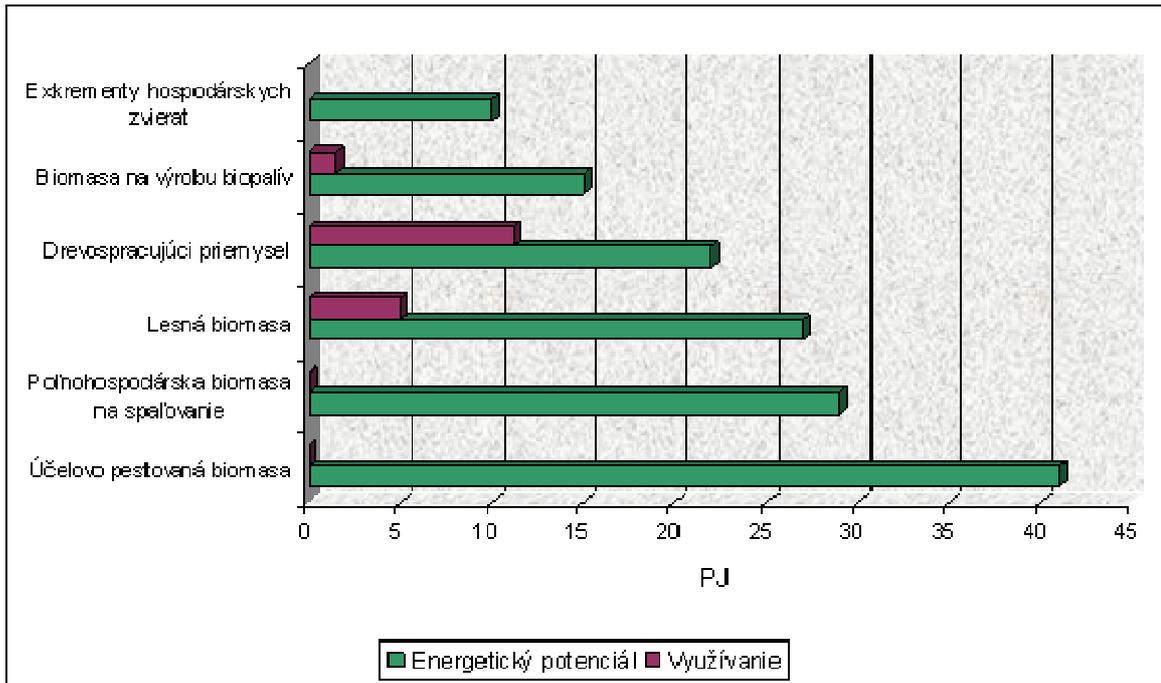
Die Biomasse ist die Quelle für die Produktion von Biotreibstoffen. Zurzeit sind die Biotreibstoffe der 1. Generation zur Verfügung, die bei der Erfüllung des Ziels des 5,75 % Anteils bei den Fahrzeugtreibstoffen im Jahre 2010 dominieren werden. Es wird angenommen, dass innerhalb von 10 Jahren die Technologien für die Erzeugung der 2. Generation von Biotreibstoffen entwickelt werden, die einen großen Teil der fossilen Treibstoffe im Verkehr ersetzen werden. Diese neue Generation von Biotreibstoffen erreicht wesentlich höhere Einsparungen bei den Treibhausgasen und bessere Qualitätsparameter für die Verbrennungsmotoren.

Eine weitere Nutzung der Biomasse ist die Produktion von Biogas. Das Biogas aus landwirtschaftlicher Biomasse, aus den Exkrementen von Vieh, biologischer Haushaltsabfall und industrieller organischer Abfall (z. B. Parkabfälle und Gartenabfälle, Schlämme aus Abwasserkläranlagen, Lebensmittelabfälle aus der

Konservenerzeugung, Molkereien etc.) können zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzt werden.

Die neuen Technologien für die Energieumwandlung von Biomasse schaffen für die Landwirtschaft die Möglichkeit nicht genutzten Boden oder Brache zur Züchtung von hoch ertragreichen bewährten oder neu eingeführten Pflanzen zu nutzen. Diese neuen Technologien stellen ein Potential von gezielt gezogener Biomasse dar, das auf 32 PJ geschätzt wurde. S. folgende Grafik.

Technisches Potential für Biomasse und ihre Nutzung



grün: Energiepotential rot: Nutzung

Quelle: Wirtschaftsministerium der SR

Legende von oben nach unten:

- Biomasse für die Biotreibstoffproduktion, Exkremente von landwirtschaftlichem Vieh, Holzverarbeitende Industrie, Waldbiomasse, landwirtschaftliche Biomasse zur Verfeuerung, gezielt gezüchtete Biomasse

Zur Produktion von Wärme und Strom können auch andere energetisch nutzbare Abfälle verwendet werden, vor allem bei den neuen Technologien – z. B. die Technologie des Hochtemperaturplasmabogens.

Die Nutzung der Biomasse ist in Hinblick auf ihr technisches Potential ungenügend und liegt bei **unter 12 %**. Die Nutzung der Biomasse im Vergleich zum Bruttoenergieverbrauch im Jahre 2005 liegt bei nur 2 %, wobei der EU-Durchschnitt bei über 4% liegt.

Sonnenenergie

Die finanziellen und technologischen Möglichkeiten ermöglichen eine Nutzung der Sonnenenergie in den nächsten Jahren vor allem für die Erzeugung von Wärme und Gebrauchswarmwasser. Innerhalb von 10 Jahren werden wichtige Schritte bei der Erzeugung von Kühlung mit Hilfe solarer Kühlung und bei der Stromerzeugung

erzielt werden und das technische Potential für Sonnenenergie erhöht sich mit den neuen Technologien auf das mehrfache.

In Hinblick auf die technische Reife der thermischen Sonnenkollektoren ist die Verwendung der Sonnenenergie für die Warmwasserbereitung nicht genügend und stellt nur 0,3% des technischen Potentials an Sonnenenergie dar. Die Sonnenkollektoren können bei der Warmwasserbereitung während 8 Monaten im Jahr fossile Brennstoffe ersetzen, bzw. den Stromverbrauch. Ein deutlicher Anstieg der Sonnenenergienutzung kann durch die Förderung in den Haushalten erzielt werden.

Der Preis des erzeugten Strom aus den Photovoltaikzellen ist zu Zeit mindestens doppelt so hoch wie bei den übrigen EE, doch gibt es ein Potential für einen deutlichen Preisrückgang bis 2015. Bei der Stromerzeugung zeigen die Erfahrungen aus mehreren Ländern, dass die Photovoltaik eine Standardtechnologie mit einem enormen Wachstumspotential geworden ist. Die Photovoltaik wird somit auch in der SR die dynamischste Technologie darstellen und noch vor dem Jahre 2020 ist mit einem deutlichen Anstieg bei den Installationen zu rechnen.

Nach 2015 wird die solare Kühlung eine konkurrenzfähige Technologie sein, die rasant den Stromverbrauch für die Klimatisierung reduzieren wird. Eine Priorität des Staates in diesem Bereich muss die Förderung von Forschung und Entwicklung sein, deren Ergebnisse einen Preisrückgang bei den Anlagen für die solare Kühlung ermöglichen.

Wasserkraft

Die Wasserkraft ist die am stärksten genutzte EE für die Stromerzeugung in der SR. Das technische Potential für die Stromerzeugung auf der Basis der Wasserkraft stellt 6 600 GWh (24PJ) dar und mehr als 55% sind genutzt. Dies liegt vor allem in der Errichtung von großen Laufkraftwerken¹, deren gesamte installierte Leistung bei 1531 MW liegt. Das für kleine Wasserkraftwerke geeignete Potential ist allerdings nur zu 25% genutzt. Aufgrund der Vorteile der Einbindung aller Wasserkraftwerke in das Elektrizitätssystem zeigt sich der Bedarf deren Errichtung bis zur Erzielung des maximalen technischen Potentials zu fördern. Bei den großen Wasserkraftwerken ist die Beteiligung des Staates bei der Errichtung zu erwägen oder der Investor dazu zu verpflichten, diese Investition nach einer gewissen Zeit dem Staat zu übergeben.

Geothermale Energie

Die SR hat dank ihrer natürlichen Bedingungen ein bedeutendes Potential für geothermale Energie, das auf der Grundlage der bisherigen Untersuchungen auf 5 538 MW_t geschätzt wird. Die Quelle für die geothermale Energie sind vor allem durch das geothermale Wasser vertreten, die an hydrogeologische Kollektoren gebunden sind, die sich (außerhalb des Wirbelbereichs) in Tiefen von 200 – 500 m befinden.

Zurzeit wird die geothermale Energie in der SR an nur ca. 36 Standorten mit einer thermisch nutzbaren Leistung von 131 MW_t verwendet. Sie kann auch für die Stromproduktion genutzt werden, wie es das Projekt im Košicer Becken plant, das

¹ Wasserkraftwerke werden in große Wasserkraftwerke (installierte Leistung über 10 MW) und Kleinwasserkraftwerke (unter 10 MW) unterteilt. Die großen sind entweder Laufkraftwerke (sie nutzen das hydroenergetische Potential) und Pumpspeicherkraftwerke (Akkumulation von Energie). Zusammen beträgt die Leistung der 4 Pumpspeicherkraftwerke 916 MW.

bisher jedoch aufgrund der extrem hohen Kosten für die geologischen Untersuchungen und den Abbau nicht realisiert wurde.

Windenergie

Auf dem Gebiet der SR besteht ein Potential für die Entwicklung der Windenergie. Das nutzbare Potential der Windenergie in der Slowakei ist zurzeit sehr gering (bei 5 MW). Dieser Sektor hat genug Projekte zur Verfügung, mit Investitionsmitteln aus privaten Quellen und die Unterstützung auf der Ebene der Selbstverwaltungen. Geeignete Standorte sind Gebiete außerhalb von Naturschutzgebieten, bei denen die durchschnittliche Windtemperatur in einer Höhe von 100 m mindestens 5,8 m/s erreicht. Im Zusammenhang mit der bisherigen starken Entwicklung der Technologie in den übrigen EU-Ländern ist mit einer Verringerung der Kosten für die Stromproduktion aus Wind zu rechnen.

6.4.2 Aktuelle Nutzung von Erneuerbaren und ihre Auswirkung auf die Energieversorgungssicherheit

Die Verwendung der EE ist in den vergangenen fünf Jahren relativ zum Energieverbrauch angestiegen. Der Anteil der EE am Bruttoenergieverbrauch erreichte 2005 den Wert von 4,3 %. Der bisherige Anstieg war allerdings angesichts des bestehenden Potentials und der nationalen Verpflichtungen ungenügend und es ist notwendig, die Entwicklung der EE mit weiteren Maßnahmen vor allem durch Gesetzgebung und Information der Öffentlichkeit zu unterstützen.

Die Nutzung von EE zur Wärmeproduktion hat aufgrund der Biomasse ein stabiles Wachstum zu verzeichnen. Das ist vor allem durch die schrittweise Veränderung der Brennstoffbasis größerer Quellen wie auch einer erhöhten Nutzung von Kesseln für Biomasse in Haushalten aufgrund der steigenden Erdgaspreise verursacht. Die Primärenergieproduktion von Strom aus EE ist von Jahr zu Jahr stark unterschiedlich, weil sie von der Produktion der großen Wasserkraftwerke abhängig ist.

In Hinblick darauf, dass die SR zurzeit fast 100 % des Imports mit zwei fossilen Energieträgern abdeckt (Erdöl und Erdgas), ist der Anteil der EE am Energiegesamtverbrauch mit 4 % sehr gering. Die Sicherstellung der sicheren Energielieferung in den nachfolgenden Jahrzehnten erfordert eine schrittweise Erhöhung des Anteils an EE. Bei der Erhöhung ihres Anteils ist die Auswirkung von Preissprüngen der fossilen Energieträger auf das Wirtschaftswachstum geringer.

Nutzung der Erneuerbaren und Anteil am inländischen Bruttoenergieverbrauch

	2002		2003		2004		2005	
	[PJ]	(GWh)	[PJ]	(GWh)	[PJ]	(GWh)	[PJ]	(GWh)
Bruttoverbrauch EE	10,9		12,7		16,1		17,4	
Primäre Stromproduktion aus Wasser und Wind	19,0	(5 268)	12,5	(3 481)	14,8	(4 106)	16,7	(4645)
Zusammen	29,9		25,2		30,9		34,1	
Anteil EE am inländischen Bruttoenergieverbrauch*	3,8%		3,2%		3,9%		4,3	

**Der Bruttoenergieverbrauch ist das Äquivalent der Primärenergiequellen, bzw. der Gesamtenergieverbrauch, der in der Energiestatistik bis 2002 verwendet wurde*

Quellen: Wirtschaftsministerium der SR

Auf dem Gebiet der SR gibt es nur sehr geringe Vorkommen an fossilen Brennstoffen, und daher sollte die Entwicklung der Energieversorgungssicherheit und Diversifizierung eine höhere Nutzung von heimischen erneuerbaren Energiequellen bei dauerhafter Verringerung der Energieintensität anstreben. Die Abkopplung des Wirtschaftswachstums vom Energieverbrauchswachstum erhöht die Widerstandsfähigkeit der Wirtschaft gegenüber turbulenten Entwicklungen auf den Energiemärkten.

Eine höhere Nutzung der Biomasse als heimische Quelle, die gelagert werden kann, ist im Zusammenhang mit der Energieversorgungssicherheit als positiv zu sehen und die Ziele für die Jahre 2020 und 2030 rechnen mit einem signifikanten Ersatz der fossilen Energieträger, die die SR importieren muss. Die Landwirtschaft kann zur Sicherstellung der Biomasselieferungen für die Energiewirtschaft, Bereitstellung von Rohstoffen für Biotreibstoffe eine teilweise Erhöhung der Stromgewinnung aus Biomasse stark beitragen.

6.4.3 Empfohlene Ziele für Erneuerbare

Die im April verabschiedete **Strategie für eine höhere Nutzung von Erneuerbaren in der SR legt die Ziele** für die Strom – und Wärmeproduktion bis 2015 fest. Auf der Basis dieser Ziele ist es möglich, ein verbindliches Ziel für die SR für 2020 festzulegen, das beim Frühjahrsgipfel des Europäischen Rats im Jahre 2007 beschlossen wurde.

Die EE können für die Produktion von Wärme und Kühlung, Strom und Biotreibstoffe verwendet werden. Die Ausgangslage wird für die einzelnen Produktionsbereiche analysiert werden und auf deren Grundlage werden die Ziele für deren Nutzung festgelegt werden. Die besten Aussichten bis 2020 haben die EE für die Produktion von Wärme und Kühlung.

6.4.3.1 Wärme und Kühlung

Für die lokale Beheizung (Einfamilienhäuser) ist der dominante Brennstoff Erdgas und bei einer Fernwärmeversorgung macht Erdgas ca. 40 % aller Brennstoffe aus. Der Verbrauch von Erdgas für die Deckung des Heizbedarfs für Haushalte liegt bei 120 PJ (3,5 Mrd. m³). Die Biomasse hat zusammen mit einer Solaranlage unter der Annahme von Energiesparmaßnahmen das Potential den Erdgasverbrauch um 2 Mrd. m³ zu verringern.

Nutzung der Biomasse

Bis 2020 geht man bei der Nutzung von Biomasse von den folgenden Annahmen aus:

- Verringerung beim Erdgasverbrauchs Heizzwecke von 120 PJ (3,5 Mrd. m³) auf 50 PJ (1,5 Mrd. m³)
- Erhöhung der Wärmeproduktion aus Biomasse von 5 PJ auf 50 PJ
- angenommene Einsparung von 30 % Wärme im Jahr 2020 im Vergleich zu 2006 (2,5 % Wärmeeinsparung in 13 Jahren).

Nutzung von Sonnenenergie

Bereits jetzt sind die Investitionen in Solarsysteme eine amortisierbare Investition und eine geeignete Ergänzung zur Biomasse. Die Solarkühlung hat ein bedeutendes Potential und führt zu Stromeinsparungen. Bis 2020 kann erreicht werden:

- 50fache Erhöhung der Wärmeproduktion (von aktuellen 0,1 PJ auf 5 PJ)
- Kühlung auf bis zu 3 PJ.

Nutzung von Niederpotentialwärme

Die Nutzung durch Wärmepumpen geht von folgenden Voraussetzungen aus:

- Förderung eines schrittweisen Übergangs von Direktstromheizung auf Wärmepumpen verringert den Energieverbrauch für die Wärmeproduktion,
- höchstes Potential liegt bei Neubauten und Rekonstruktionen.

Nutzung von geothermaler Energie

- aufgrund der hohen Einstiegskosten vor allem für die Beheizung größerer Wohnhauseinheiten nutzbar.

Gefährdung der Energieversorgungssicherheit bei der Wärme(Kühlung)	
Risiko	Lösung
<ul style="list-style-type: none"> • Hoher Einsatz von Erdgas und Abhängigkeit der SR vom Import • Der Kühlbedarf führt zu einem Stromverbrauchsanstieg bei extrem hohen Temperaturen und einer deutlich höheren Belastung des Systems • Stromverbrauchszuwachs durch vermehrte Installation von Wärmepumpen • Extrem niedrige Temperaturen verursachen ein deutliches Ansteigen der Systembelastung 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Ersatz des Erdgases durch Biomasse ○ Verwendung von Solarenergie zur Warmwasserbereitung und Solarkühlung ○ Übergang von Direktstromheizungen zu Wärmepumpen ○ Verringerung der Anzahl von Haushalten mit Direktstromheizungen

Ziele für Wärme und Kühlung

Auf der Analyse der Ausgangssituation wurde ein Vorschlag zur Nutzung der EE zur Produktion von Wärme (Kühlung) gemacht, der in der Tabelle angeführt ist.

Geschätzte Nutzung von EE für die Produktion von Wärme und Kühlung

Quelle	2010 [PJ]	2015 [PJ]	2020 [PJ]	2030* [PJ]
Biomasse (einschließlich Biogas)	27	41	50	80
Sonnenenergie (einschließlich Vorbereitung der Kühlung)	0,2	1	8	26

Geothermalenergie (einschließlich Wärmepumpen)	0,3	1	4	14
Zusammen OZE	27,5	43	62	120

Zdroj: MH SR

Vergleich des aktuellen Zustands mit 2020 bei angenommenen Einsparungen im Heizsektor und der Veränderung der Brennstoffe zugunsten von Biomasse ist in der folgenden Tabelle:

Heizenergiequelle	2004 [PJ]	2020 [PJ]
Fernwärme - gesamt	116	81
davon: Erdgas	49	25
Biomasse	3	25
sonstige (Geothermie und Sonnenenergie, Kohle, Abfall, Heizöle)	64	31
Lokale Heizkessel	82	58
davon: Erdgas und Kohle	81	25
Biomasse	1	25
Wärmepumpen und Sonnenkollektor	0,1	8

Quelle: Wirtschaftsministerium der SR

Strom

Laut Richtlinie 2001/77/EG über die Förderung der Stromerzeugung aus EE sind alle Mitgliedsstaaten verpflichtet ihren Anteil an der Stromproduktion aus EE zu erhöhen, damit sie 2010 ihr indikatives Ziel erreicht haben. Für die SR liegt es bei 31 %, real erreichbar sind allerdings 19%. Für die Erreichung dieses Zieles ist es notwendig 2007 gesetzliche Veränderungen zugunsten einer Stabilität im unternehmerischen Umfeld zu erreichen.

Die Stromproduktion ist aufgrund der hohen Stromproduktionsschwankungen in den großen Wasserkraftwerken in den einzelnen Jahren in zwei Teile aufgeteilt:

A/ Produktion aus Strom aus EE ohne Großwasserkraftwerke

B/ Stromproduktion in Großwasserkraftwerken und Stromakkumulation.

Bereits jetzt wird in den übrigen Staaten die EU die EE als geeignete ergänzende Quelle für die Stromerzeugung betrachtet. In der nächsten Etappe ist es möglich in der SR das technische Potential dieser Quellen zu nutzen. In diesem Bereich ist es sind Prognosemethoden anzuwenden, die im Ausland verwendet werden, um negative Auswirkungen der Windenergie auf die Stabilität und Sicherheit zu minimieren und Maßnahmen zur weiteren Integration von Windparks in das Netz umzusetzen.

Im Rahmen dieses Zieles werden alle neuen Erneuerbaren Quellen gefördert werden, auch die Stromproduktion aus Abfällen, oder auch bei der Verfeuerung mit fossilen Brennstoffen zusammen.

Auswirkungen der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energieträgern und Möglichkeiten der Lösungen

Risiko	Lösungen
<ul style="list-style-type: none"> • niedrige Stabilität in der Leistung (Windkraftwerke) • Unkenntnis des Ausmaßes der Fluktuation im Elektrizitätssystem • Strompreiserhöhungen (Sonnenenergie, Windkraft) 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken (Möglichkeit der Akkumulation und Regulation der Leistung) ○ Möglichkeit der Einführung von Prognosemethoden auf der Grundlage ausländischer Erfahrungen ○ Möglichkeit der Anwendung effektiver Modelle für die Integration der Leistungen in das System anderer Länder EU, das es ermöglicht einen wesentlichen Teil der technischen Potentials der Windkraft zu nutzen und durch die dezentralisierte Erzeugung und Verbrauch die Belastung der Distributionsnetze zu verringern ○ Entwicklung neuer Fachgebiete und IT

A) Stromgewinnung aus Erneuerbaren ohne Großwasserkraftwerke

Gemäß der Strategie zu höherer Nutzung von EE in der SR werden bis 2010 die Investitionskosten für die Errichtung neuer Quellen bei 11 Mrd. Sk und die installierte Leistung bei 244 MW liegen. Für die Errichtung von Kleinwasserkraftwerken sind Standorte an größeren Flüssen geeignet. In der Kategorie der Kleinwasserkraftwerke kann in der SR innerhalb der nächsten 20 Jahre mit einer installierten Leistung von 60 bis 100 MW gerechnet werden (Hron, Horný Váh, Zuflüsse u.ä.). Es ist allerdings zu betonen, dass die Errichtung von Kleinwasserkraftwerken am Fluss Orava und im oberen Abschnitt des Hron eine Lösung der Probleme zwischen den Kleinwasserkraftwerken und dem Umweltschutz voraussetzt.

Einschätzung der installierten Leistung und Anstieg der Stromgewinnung aus Erneuerbaren im Jahre 2010

	Installierte Erhöhung der installierten Leistung [MW]	Produktionsanstieg [GWh]	Investitionskosten [Mio. Sk]
bis 2010			
Kleine Wasserkraftwerke	20	100	59,7
Biomasse – neue Quellen	20	120	19,9
Biomasse – kombinierte Verarbeitung	70	356	46,5
Windkraftwerke	40	80	53,1
Biogas	30	240	139,4
Photovoltaik	8	10	33,2
Geothermie	4	30	13,3
gesamt	192	940	365,1

Die Stromproduktion im Jahr 2005 in den darauf folgenden Jahren ist in der folgenden Tabelle angeführt. Die Ziele für die Jahre 2001 bis 2015 sind der Strategie

der Nutzung von EE in der SR entnommen. Nach 2015 wird mit einem Anstieg des Stromverbrauchs aus Sonnenenergie gerechnet.

Einschätzung der Stromproduktion aus Erneuerbaren ohne große Wasserkraftwerke bis 2030

	2005	2010	2015	2020	2030
Stromerzeugung aus Erneuerbaren (TWh)	0,3	1,2	2,3	3,1	4,4
Anteil an der Stromproduktion (%)	1	4	7	9	11

Quelle : Wirtschaftsministerium der SR

B) Stromproduktion in großen Wasserkraftwerken und Stromakkumulation

Große Wasserkraftwerke erhöhen die Sicherheit bei der Stromversorgung und daher ist es sinnvoll, in den nächsten Jahren mit der Realisierung folgender Vorhaben zu beginnen:

- Wasserkraftwerk Sered´ an der Váh,
- Nutzung der Váh zur Energieproduktion im Abschnitt zwischen Stauanlage Žilina und Stauanlage Lipovec,
- Erhöhung der Nutzbarkeit der Durchflüsse der Stauanlage Gabčíkovo-Čunovo um 13,5 mit einer möglichen Jahresproduktion 45,0 GWh

Die Möglichkeiten einer Stromakkumulation aus Erneuerbaren und die Sicherstellung von Spitzenleistung erfordert bis 2020:

- Errichtung des Pumpspeicherkraftwerks Ipel,
- eventuell die Kapazitäten bestehender Pumpspeicherkraftwerk zu erhöhen und neue zu errichten

Am slowakisch – österreichischen Abschnitt der Donau ist mit der Republik Österreich zu vereinbaren:

- Errichtung eines neuen Wasserkraftwerks Wolfsthal – Bratislava an der Donau und daran anschließendes Pumpwasserkraftwerk Devinsky lom

Das Problem des Einsinkens des Donaubeckens östlich von Wien zur slowakisch-österreichischen Grenze, was Probleme für die Umwelt und für die Schifffahrt als auch eine Verschlechterung der Hochwasserschutzsituation bringt, möchte Österreich mit der Realisierung eines Umfassenden Regulationsprojekts Donau lösen. Die UVP (ESPOO) zeigte negative Umweltauswirkungen für das Gebiet der SR (z.B. die Gefährdung der strategischen Wasserquellen auf Žitný ostrov). Daher ist es notwendig, dass bei der Lösung des Einsinkens auch die alternative Realisierung des Wasserkraftwerks Wolfsthal – Bratislava untersucht wird.

Die Errichtung des Wasserkraftwerks muss mit der österreichischen Seite verhandelt werden, denn gemäß der österreichischen Stellungnahme im Rahmen der grenzüberschreitenden UVP für die Energieversorgungsstrategie der SR steht die „Errichtung des Wasserkraftwerks Bratislava – Wolfsthal zurzeit im direkten Widerspruch vor allem mit der Gesetzgebung Österreichs bei der Umweltschutzpolitik und kann mit den geltenden Europäischen Richtlinien nicht in Übereinstimmung gebracht werden“.

Die SR hat vor allem Interesse an einer komplexen Lösung des betroffenen Abschnitts der Donau, wodurch neben Vorteilen für Schiffbarkeit, Hochwasserschutz und Umwelt im anliegenden Gebiet auch die Nutzung des Wasserkraftpotentials für die Erzeugung von grünem Strom gesichert wäre.

Geplanter Zeitplan für die Errichtung großer Wasserkraftwerke und deren Kapazität

Jahr	2005	2008	2010	2013	2015	2020	
Errichtung Wasserkraftwerke Pumpkraftwerke	großer und			Wasserkraftwerk WK Sereď			
				Wasserkraftwerk Čunovo – Nutzung des Durchflusses			
				WK zwischen WK Žilina und Lipovec			
				Vergößerung des Pump - WK Čierny Váh			
					Pump - WK Ipel’		
					WK Wolfsthal - Bratislava		
Stromerzeugung (TWh)	4,6	4,6	4,6	4,6	5,0	5,4	
Anteil am Stromverbrauch (%)	15,3	15,2	15,0	15,0	15,2	15,6	

Zdroj: MH SR

Geplanter Zeitplan für die Errichtung großer Wasserkraftwerke und ihre Produktionskapazität

Jahr	2005	2008	2010	2013	2015	2020
Errichtung großer Wasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke			Wasserkraftwerk Sereď			
			Stauanlage Pumpspeicherkraftwerk Ipel’		Gabčíkovo-Čunovo,	
			Nutzung der Váh zur Energiegewinnung im Abschnitt zwischen der Stauanlage Žilina und der Stauanlage Lipovec			
			Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks Čierny Váh			
				Wasserkraftwerk Wolfsthal - Bratislava*		
Stromerzeugung (TWh)	4,6	4,6	4,6	4,8	5,0	5,4
Anteil an der Stromerzeugung (%)	15,3	15,2	15,0	15,0	15,2	15,6

6.4.3.2 Biotreibstoffe

Die Richtlinie 2003/30/EG zur Förderung der Biotreibstoffe oder anderen erneuerbarer Treibstoffe im Verkehr setzt für alle Mitgliedsstaaten das Ziel der Nutzung von Biotreibstoffen am Gesamttreibstoffverbrauch für 2010 mit einem Anteil von 5,75 % voraus. Beim Frühjahrsgipfel 2007 wurde dieser Wert mit dem verpflichtenden Mindestziel 10% für das Jahr 2020 festgelegt, das mit kostengünstiger Methode zu erreichen ist.

Der verpflichtende Charakter dieses Zieles der 10 % ist unter der Annahme akzeptabel, wenn die Produktion dauerhaft nachhaltig ist und schrittweise auch Biotreibstoffe der zweiten Generation nutzbar sind und auf eine verantwortungsvolle Art die Richtlinie über die Brennstoffqualität verändert und ergänzt wird, damit ein ausreichendes Mischverhältnis erzielt werden kann.

Der Anteil in der Höhe von 10 % im Jahre 2020 lässt sich nur mit der Verwendung von Biotreibstoffen der zweiten Generation erreichen. Bei der Festlegung der Ziele ist in Erwägung zu ziehen:

- Biotreibstoffe können aus verschiedenen Rohstoffen erzeugt werden; im Sinne der Diversifizierung ist es wünschenswert, eine möglichst breite Palette an Rohstoffen zu besitzen; es ist auch wünschenswert auf den Markt Biotreibstoff der zweiten Generation so einzuführen, dass eine noch größere Palette bei den Ausgangsprodukten verwendet werden kann,
- wenn die notwendigen Pflanzen für die Treibstoffe auf einem Boden gezüchtet werden, der dafür geeignet ist, scheint die ökologische Auswirkung positiv zu sein, mit der Ausnahme der finalen Auswirkungen auf den Treibhausgasemissionen, die unter den gegebenen spezifischen Bedingungen zu bestimmen sind,
- wenn die erhöhte Nutzung der Treibstoffe dazu führen, dass auf dazu ungeeignetem Boden die Rohstoffe gezogen werden, kann das ernste Umweltschäden verursachen; daher sollte kein unausweichlicher Druck dazu führen, dass ein bestimmter Boden dann zur Erzielung eines Biotreibstoffanteils verwendet werden muss.

Die Biotreibstoffe aus Biomasse sind zurzeit die einzige reale direkte Ersatzmöglichkeit für fossile Treibstoffe im Verkehr und bereits in das Infrastruktursystem und die Treibstoffversorgung eingegliedert. Die Treibstoffe der **ersten Generation**, die in Europa mit der ökonomisch attraktivsten Methode erzeugt werden, verursachen um 35 – 50 % geringere Treibhausgasemissionen als die konventionellen Treibstoffe, die ersetzt werden.

Die Entwicklung der Treibstoffe der **zweiten Generation**, wo Forschung und Entwicklung eine wichtige Rolle spielen, können zu einer effektiveren Nutzung der Biomasse und einem stabileren Markt mit Biotreibstoffen führen. Die zweite Generation hat im Vergleich zu den klassischen Biotreibstoffen einen höheren Energiegehalt, eine bessere Qualität und günstigere Treibhausgas – Gesamtbilanz. Man geht davon aus, dass die Verarbeitung der Treibstoffe der zweiten Generation kostspieliger sein wird als eine mengenmäßig vergleichbare Verarbeitung von Biotreibstoffen aus landwirtschaftlichen Pflanzen.

Zu den Zukunftstechnologien bei der Herstellung der Treibstoffe der zweiten Generation gehört auch die Technologie zur Umwandlung der Biomasse in flüssige Treibstoffe („BTL – biomass to liquid“ d.h. Flüssigkeit aus Biomasse). Es werden dabei hohe Temperaturen verwendet, ein gesteuertes Sauerstoffniveau und chemische Katalysatoren, die Biomasse in flüssigen Brennstoff umwandeln. Demonstrationsanlagen laufen bereits in Deutschland und in Schweden.

Eine weitere Technologie der zweiten Generation ist die Technologie zur Vergasung - „Gas to Liquid“, die es der SR ermöglichen würde auch die Holzzellmasse zu

verwenden. Deren Einführung ermöglicht auch die Verwendung des abgeschiedenen CO₂, das in Verbrennungsgeneratoren zu nutzen ist und Recyklierung des Kohlenstoffs bei der Synthese der niedrigeren Alkane ermöglicht.

Eine der viel versprechendsten Technologien bei der Verwendung von Biotreibstoffen der zweiten Generation ist die Verarbeitung von Holzzellulose. In der EU gibt es bereits drei Testanlagen – in Schweden, in Spanien und in Dänemark.

Die Biotreibstoffe der Zukunft müssen an die Motorenhubräume, wie auch die Umweltschutzanforderungen angepasst werden.

Bei der Vorbereitung der höheren Nutzbarkeit der preislich konkurrenzfähigen Biotreibstoffe ist kontinuierliche Forschung und Entwicklung notwendig, damit die neuen Technologie erfolgreich sind. Es ist effektiv auch die Arbeit an der Entwicklung der Rohstoffe und der Ausweitung Rohstoffarten auszuweiten, die für die Produktion der Treibstoffe der zweiten Generation genutzt werden können. Die Unterstützung einer solchen Forschung ist eine reale Form der Förderung einer höheren Nutzung von Biotreibstoffen im Verkehr in der SR.

Weiterentwickelte Technologien für die Biobrennstoffherzeugung könnten auch eine gewisse Zukunft und Förderung bei der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff darstellen, der einen Verkehr fast ohne Emissionen vorstellbar werden lässt. In diesem Zusammenhang muss auch die Nachhaltigkeit und Begründbarkeit der Wasserstoffnutzung geprüft werden.

Minimalverbrauch an Biotreibstoffen in den Jahren 2010 und 2020 auf der Basis des Verbrauchs von 2006

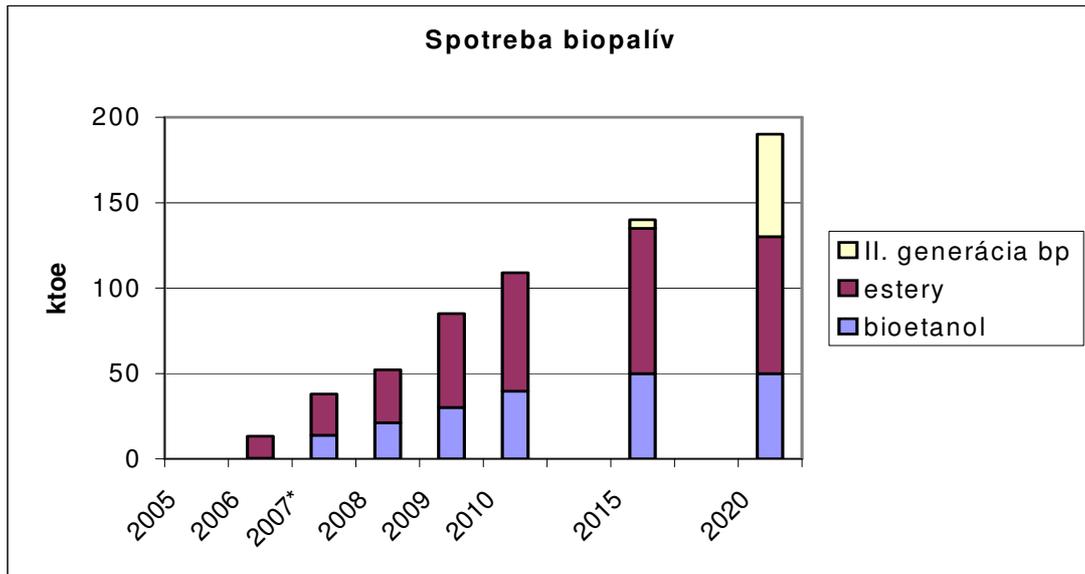
Jahr	2006	2010	2020
Ziele für Biotreibstoffe	2%	5,75%	10%
Benötigte Menge an Biotreibstoffen * (Bei einem Treibstoffverbrauch wie im Jahre 2006)	38 ktoe	110 ktoe	190 ktoe

* Fahrzeugtreibstoffverbrauch (Benzin und Diesel) 2006 = 1 896 ktoe

Quelle: Wirtschaftsministerium SR

Die Annahme lautet, dass in der SR der Verbrauchanstieg von Diesel und Benzin stagnieren wird und daher gibt es die Einschätzung, dass der Verbrauch an Ester steigen wird. Die Erreichung des Ziels 10 % im Jahre 2020 erfordert bis 2015 das Anlaufen der Biotreibstoffherzeugung der 2. Generation und diese sollte bis 2020 bereits mehr als 30 % des Treibstoffgesamtverbrauchs ausmachen.

Geschätzter Verbrauch an Biotreibstoffen in den Jahren 2010 bis 2020



Legende: gelb: 2. Generation Biotreibstoffe, rot: Ester, blau: Bioäthanol
 Quelle: Wirtschaftsministerium SR

Auf der Basis der Möglichkeiten für die Biotreibstoffherzeugung werden **nationale Ziele** für den Anteil der Biotreibstoffe in den Jahren 2010 bis 2020 vorgeschlagen.

	2010	2015	2020
Biotreibstoffe(%)	5,75	7,0	10,0

Quelle: Wirtschaftsministerium SR

Zur Erreichung der Ziele ist es notwendig sicherzustellen, dass die Biotreibstoffpolitik hoch effektiv arbeitet. Das bedeutet:

- Übernahme der Ziele in einen gesetzlichen Rahmen,
- Information der Automobilproduzenten über die Brennstoffe, für die die Fahrzeuge konstruiert werden sollten,
- Simulation einer Biotreibstoffproduktion mit Methoden, die am meisten zur Erfüllung der Richtlinie beitragen, wobei dies die Treibhausgaseinsparungen und eine umweltfreundliche Versorgung sind.

6.4.4 Szenarien für die Verwendung von Erneuerbaren für die Jahre 2020 bis 2030

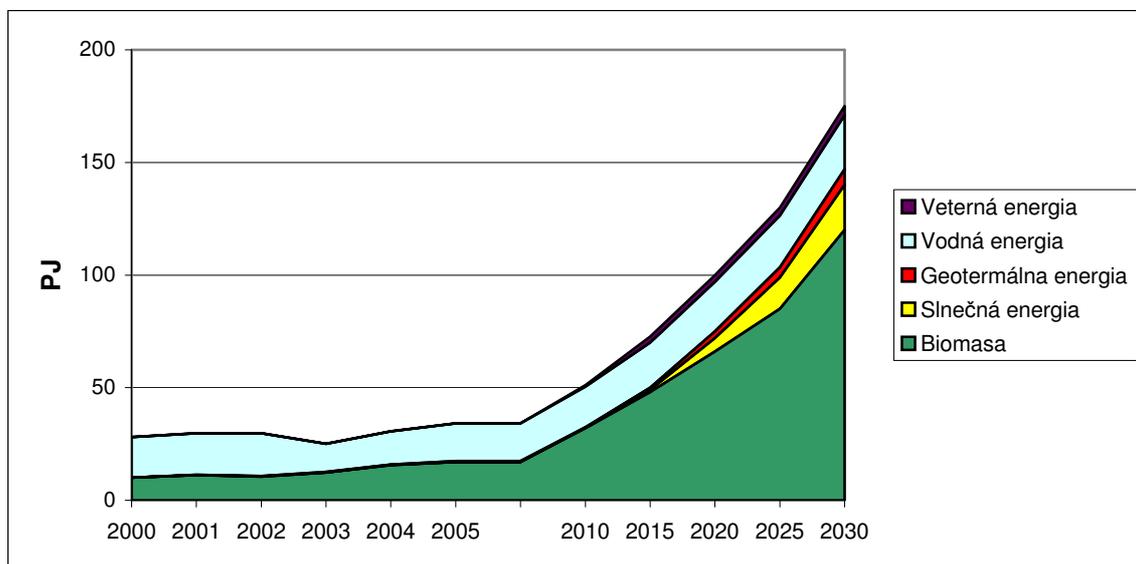
6.4.4.1 Konservativ – 12% im Jahre 2020

Auf der Basis der vorhergehenden Teilziele bei Wärme und Strom und unter Beachtung der verbindlichen Ziele für die Biotreibstoffe ist es möglich bis 2020 und 2030 bei konservativer Berechnung die folgenden Werte für die Verwendung von Erneuerbaren zu erzielen. Im Jahre 2020 ist der Anteil der Erneuerbaren am Gesamtenergieverbrauch bei 12%.

Die wichtigste EE in den nächsten Jahren wird die Biomasse sein. In Hinblick auf das technische Potential rechnen wir mit einer erhöhten Nutzung der Biomasse (vor allem zur Wärmeerzeugung) von den aktuellen 16 PJ auf 66 PJ im Jahr 2020.

Konservative Einschätzung der Nutzung von Erneuerbaren

	2010 [TJ]	2015 [TJ]	2020 [TJ]	2025 [TJ]	2030 [TJ]
Biomasse	31 000	48 000	66 000	85 000	120 000
Sonnenenergie	300	1 000	6 000	14 000	20 000
Geothermie	200	1 000	3 000	4 500	7 000
Wasser	18 000	20 000	22 000	23 000	24 000
Wind	300	x	x	x	x
Abfälle	200	x	x	x	x
Zusammen	50 000	73 000	100 000	130 000	175 000
	x	x	x	x	x
Anteil EE [%]	6,4	9,0	12,0	16,0	21,0

Nutzung von EE bis 2030 bei konservativer Einschätzung**Optimistisches Szenario – 14% im Jahre 2020**

Legende von oben nach unten: Wind, Wasser, Geothermie, Sonne, Biomasse

Quelle: Wirtschaftsministerium SR

6.4.4.2 Optimistisches Szenario – 14 % im Jahre 2020

Das optimistische Szenario geht von einer Höhe der Nutzung bei der Biomasse, Sonnenenergie und geothermalen Energie aus. Dieses Szenario rechnet mit einem Preisanstieg bei Erdöl um 100 % im Jahre 2015 im Vergleich zu 2007 und Preisniveau bei Treibhausgas von 25 Euro pro Tonne CO₂. Bei diesem Preisanstieg werden die EE einen Wettbewerbsvorteil aufgrund der fast Nullkosten für ihre Verwendung gewinnen.

Auch bei einem niedrigeren Kostenanstieg bei den fossilen Brennstoffen können die EE im Sinne der Energieversorgungssicherheit eine höhere Unterstützung über die Technologieforschung gewinnen und im **Jahre 2020 bereits 14 % Anteil** erreichen.

Optimistisches Szenario für die Nutzung der EE

Optimistický scenár využívania OZE

	2010 [TJ]	2015 [TJ]	2020 [TJ]	2025 [TJ]	2030 [TJ]
Biomasse	31 000	50 000	74 000	90 000	120 000
Sonnenenergie	300	3 000	12 000	22 000	37 000
Geothermie	200	2 000	7 000	10 000	14 000
Wasser	18 000	20 000	22 000	23 000	24 000
Wind	300	x	x	x	x
Abfälle	200	x	x	x	x
Zusammen	50 000	77 000	120 000	150 000	200 000
Anteil EE [%]	6,4	9,5	14,0	18,0	24,0

Quelle : Wirtschaftsministerium SR

Die Erfüllung des Ziels von 12 %, bzw. 14 % im optimistischen Szenario, das sich auf den Bruttoverbrauch von Energie bezieht, lässt annehmen, dass das Ziel von 14 % Erneuerbarer am Endenergieverbrauch (Klima-Energiepaket) erreicht wird.

Um die Ziele und die Koordination der Ausrichtung von Wissenschaft und Forschung im Bereich der EE zu erreichen, ist die Einrichtung eines „Zentrum für die Erforschung der Erneuerbaren Energien“ notwendig. Diese Notwendigkeit beruht auf den folgenden Tatsachen:

- SR hinkt bei der Nutzung von Biomasse und Sonnenenergie zur Wärmeerzeugung hinterher,
- eine Nutzung des Synergieeffekts der Sonnenenergie und der Biomasse für die Wärmeerzeugung ist möglich,
- Verwendung der Biomasse als Ersatz der fossilen Brennstoffe erhöhte die Energieversorgungssicherheit, d.h. die Biomasse muss im Energiemix einen höheren Anteil auf Kosten der fossilen Brennstoffe haben (Kohle, Gas und Erdöl),
- die Förderung einer effektiven Nutzung von Biogas und Kogeneration ist notwendig, wobei die Wärme auch für die Erzeugung von Biotreibstoffen verwendet werden kann,
- Wissenschaft und Forschung im Bereich Solarkühlung ist so zu unterstützen, dass sie nach 2015 eine konkurrenzfähige Technologie ist (Verringerung des Stromverbrauchs für die Klimatisierung)
- in der SR gibt es ein wichtiges Potential für die Nutzung der Erneuerbaren zu Stromerzeugung, es ist allerdings notwendig eine Dezentralisierung der Produktion zu erreichen,
- bessere Bedingungen für die Forschungsstätten in der SR bei der konkreten Lösung von Technologie für Biobrennstoffe im Rahmen der EU,
- Fördermechanismen für die Erforschung von Biotreibstoffen der zweiten Generation schaffen,
- Vorhaben einen effektiven Markt für Biomasse und Biotreibstoffe zu erzielen.

Die Aufgabe dieses Zentrums wird die Unterstützung von Wissenschaft und Technik sein die Ausrichtung im Bereich der EE zu finden, die Forschungsaufgaben zu koordinieren und die Ergebnisse in die Praxis zu übertragen. Es wird auch die

Voraussetzungen zu Vorbereitung einer langfristigen Strategie in der Energiepolitik vorbereiten. Die Priorität des Zentrums wird mittelfristig die EE kosteneffizient in die Energiewirtschaft zu integrieren und die Übertragung von innovativen Technologien beschleunigen.

Der Hauptgrund für die Einrichtung ist vor allem die Tatsache, dass in den nächsten 10 Jahren einige EE konkurrenzfähig sein werden, die zurzeit in Projekten gefördert werden. Das betrifft vor allem die Solarkühlung, die Treibstoffe der 2. Generation und die organischen Photovoltaikzellen. Neben der Produktion und dem Einsatz dieser Technologie geht man davon aus, dass das Zentrum ein „Humus“ für die Produktion mit hohem Mehrwert sein wird.

6.4.4.3 Prioritäten und Maßnahmenplan

Prioritäten im Bereich Wärme und Biotreibstoffe

Verwendung von Biomasse

- Biomasse nicht nur zur Stromerzeugung nutzen oder Wärmenutzung.
- Bis 2020 mit Biomasse 50% des Wärmeverbrauchs aus lokalen Heizräumen ersetzen, die heute mit Erdgas oder Braunkohle arbeiten
- 50% der Fernwärme, die heute mit Erdgas oder Braunkohle arbeitet, mit Biomasse ersetzen

Verwendung von Biotreibstoffen

- Festlegung eines 10 % Ziels für die Biotreibstoffe im Jahre 2020 und mit Hilfe der 2. Generation Biotreibstoffe (ca. 30 % des gesamten Biotreibstoffverbrauchs) ersetzen.

Nutzung der Sonnenenergie

- Förderung der Sonnenenergie durch Förderungen für die Haushalte.
- Forschung und Entwicklung bei Solarkühlung.

Geothermie – Nutzung

- **Unterstützung von** Forschung und Entwicklung zur Nutzung von geothermischen Quellen.
- **Realisierung einer Untersuchung des Potentials geothermaler Quellen in der SR.**

6.4.4.4 Prioritäten bei der Stromerzeugung

- Errichtung großer Wasserkraftwerke an der Váh und der Donau und ein Pumpspeicherkraftwerk an der Ipel.
- Erhöhung des Volumens des Pumpspeicherkraftwerks Cierny Váh.
- Erhöhung des Stromanteils aus EE (ohne Einbeziehung großer Wasserkraftwerke) am Stromverbrauch von 1% im Jahre 2005 auf 7 % im Jahr 2015.
- Erhöhung des Stromanteils aus EE (ohne Einbeziehung großer Wasserkraftwerke) am Stromverbrauch auf 9 % im Jahr 2015.

6.4.4.5 Maßnahmenplan

1. Mit einem Gesetz über die Erneuerbaren einen stabilen Regulationsrahmen schaffen, der Einspeisepreise auf einem bestimmten Niveau für die gesamte Amortisierungsdauer der Investition garantiert und klar die Rechte und Pflichten der Marktteilnehmer festlegt.
2. Einrichtung eines Forschungszentrums „Zentrum für die Erforschung von EE“
3. Aufgabe der Angewandten Forschung bis 2013 lösen.
4. Finanzielle Förderung der Biomasse – und Sonnenenergienutzung.
5. Ausarbeitung eines Konzepts zur Nutzung des Wasserkraftpotentials der Flüsse in der SR.
6. Bis zum Termin der Verabschiedung des Konzepts der Nutzung des Wasserkraftpotentials der Flüsse der SR aufgrund der Optimierung des Nutzungsprozesses die Errichtung von Kleinwasserkraftwerken einstellen, einschließlich der UVP-Prozesse dazu.
7. Realisierung aller Vorhaben zur Stromerzeugung aus großen Wasserkraftwerken.
8. Die vorgeschlagenen legislativen Vorschläge in der Strategie für die Nutzung der EE in der SR verabschieden und um Maßnahmen zu Förderung der Abfallnutzung zur Energiegewinnung im Rahmen neuer Technologien ausweiten, z. B. Plasmabogen.

6.5 Uran

Der hohe Anteil an Kernenergie im Energiemix der SR ist auch unter dem Aspekt der Sicherstellung von Bezugsquellen für die Brennelemente in der Zukunft, die in Europa nur von Russland und Frankreich angeboten werden. Es ist realistisch anzunehmen, dass die Brennelementproduzenten aufgrund der Situation bei den Rohstoffen von den Beziehern auch eine gewisse Art der Zahlung einen Gegenwert im Form der Sicherstellung von Rohuran fordern werden.

Die gesetzliche und ökonomische Unterstützung einer effektiven und rationalen Nutzung der heimischen Vorräte an Uranerz kann in den Staaten, die über Uran verfügen, die Abhängigkeit von Energieimporten verringern, deren Preise auf den Weltmärkten in den letzten Jahren stark angestiegen sind. Bei den Uranpreiserhöhungen und damit auch den Preiserhöhungen von Nuklearbrennstoff, können jene Staaten in eine bessere Position kommen, die eigenes Uran liefern und nur mehr um die Umarbeitung zu Brennstoff ersuchen müssen.

Wenn die beschriebene Situation eintreten sollte, wird es notwendig sein in der SR geeignete gesetzlichen Bedingungen für die Förderung und Nutzung von Uranerz durch die Novellierung der relevanten Gesetze und Strategiedokumente zu schaffen, einschließlich der Rohstoffpolitik, wenn es in Jahodná, Novoveská Huta, Kluknava, Kálnica – Selec Uranerzvorkommen gibt. Die Möglichkeit heimischen Uranabbaus ist selbstverständlich unter dem Aspekt des maximalen Umweltschutzes zu betrachten. Die Förderprojekte müssen mit der Raumplanungsdokumentation der betroffenen Gemeinden und der höheren

Gebietseinheiten entsprechend der geltenden Legislative in Übereinstimmung gebracht werden.

6.6 Wärme

Die Produktion, Lieferung und der Verbrauch der Wärme ist ein bedeutender Teil der slowakischen Energiewirtschaft. Der Endenergieverbrauch von Wärme nach den einzelnen Sektoren der Volkswirtschaft gegliedert, ist in der in folgenden Tabelle angeführt.

Wärmeendverbrauch (TJ) nach den einzelnen Sektoren

	Wärme - Endverbrauch [TJ]					
	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Industrie	863	1 056	6 494	4 150	3 433	2 761
Verkehr	0	0	0	0	0	0
Haushalt	36 323	32 761	28 593	26 131	26 187	22 768
Landwirtschaft	302	312	323	203	201	189
Handel und Dienstleistungen	6 815	8 675	7 588	11 599	10 062	9 068
Wärme – Endverbrauch zusammen	44 303	42 804	42 998	42 083	39 883	34 786

Quelle: Wirtschaftsministerium der SR

Die Daten zeigen den Endverbrauch von Wärme, der als statistische Einheit „Wärme“ geführt wird. Die Wärmeproduktion, sei es nun zur Beheizung, Warmwasserbereitung oder zu technologischen Zwecken ist allerdings wesentlich höher und scheint in der Statistik unter Brennstoffverbrauch auf. Durch die Analyse der Produktion von erneuerbarer Wärme gemäß den einzelnen Wärmequellen ist es möglich festzuhalten, dass die jährliche Produktion an nutzbarer Wärme bei ca. 200 PJ liegt.

Produktion nutzbarer Wärme [TJ] nach Art der Wärmerzeugung

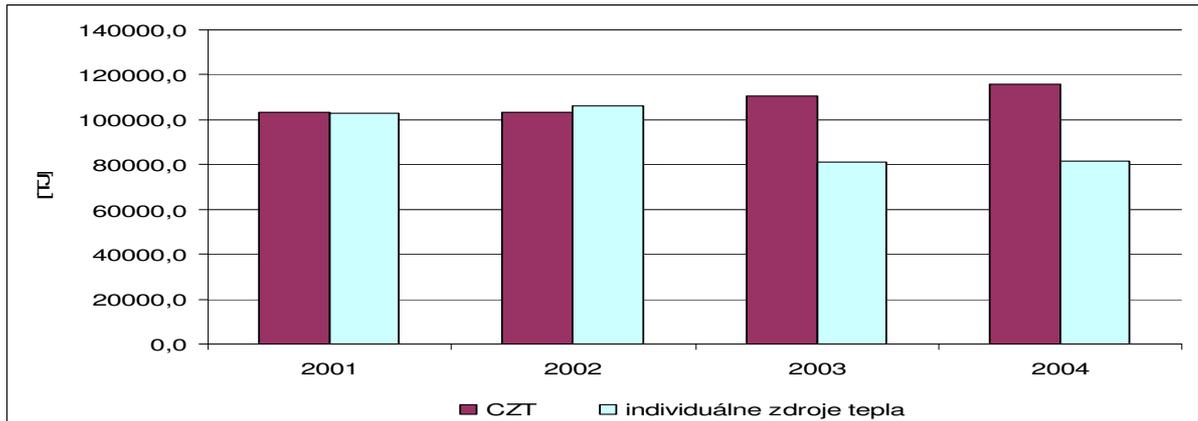
	Produktion von nutzbarer Wärme [TJ]					
	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Fernwärme - Wärmekraftwerke	67 752	60 504	64 168	62 535	62 026	66 554
Fernwärme – Heizwerke, Zentraler Kessel	45 197	42 912	46 494	53 472	53 481	43 951
Individuelle Wärmeversorgung – lokale Kessel	102 913	106 586	81 677	82 092	87 120	85 334
Wärmeproduktion gesamt	215 862	210 002	192 339	198 099	202 627	195 839

Quelle: Statistisches Amt der SR, Slowakische Innovations – und Energieagentur

6.6.1 Fernwärmeversorgung

Die Wärmeversorgung ist keine netzgebundene Energieform im eigentlichen Sinne. Die Verteiler der Wärme (Wärmenetze) sind ein wichtiger Teil des Systems zur Wärmeversorgung an einem bestimmten Ort. Aufgrund der Errichtung von vielen Wohnanlagen in der Vergangenheit und der Verfügbarkeit von Primärbrennstoffen hat die Fernwärme in der SR eine langjährige Tradition.

Produktion von Wärme: Fernwärme und dezentrale Einzelkessel



Quelle: Statistisches Amt der SR, Slowakische Innovations – und Energieagentur

Legende: lila: Fernwärme mint: Einzelkessel

Der Stand der Wärmeversorgung im Wohnbereich mit Fernwärme kann durch einen hohen spezifischen (Mess)verbrauch der angeschlossenen Gebäude wie auch sich erhöhende Verluste bei der Wärmedistribution charakterisiert werden.

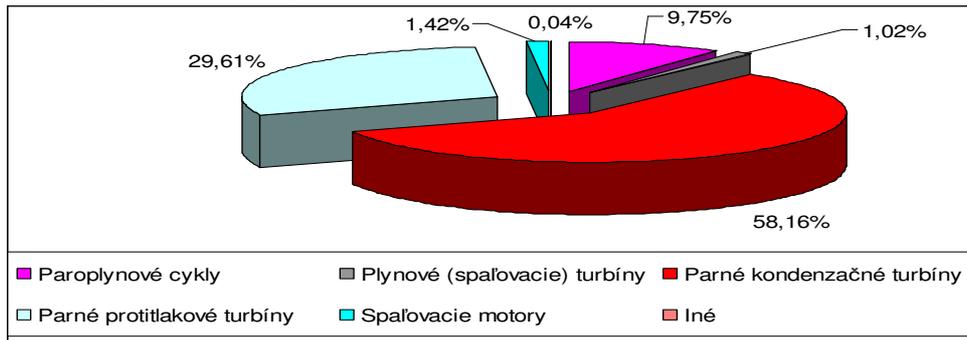
In den Fernwärmesystemen treten zwei Arten von Quellen auf, die aus Primärbrennstoffen nur Wärme erzeugen, oder auch in der Kogeneration Strom und Wärme. Bei der Fernwärme überwiegt leicht die Kogeneration (57 %). Die Gesamtwärmelieferung aus den Anlagen mit Kogeneration liegt bei ca. 31 %.

Die Produktion verwendbarer Wärme [TJ] nach Art der Kogenerationsanlage

Art der Kogenerationsanlage	Anzahl der Anlagen [Stück]	Insgesamt installierte Leistung [MW]	Erzeugter Strom [MWh]	Verwendbare Wärme [TJ]
Gasdampfkraftwerk	3	240	1 150 430	3 773
Gas (Verbrennungs) Turbine	5	25	123 644	1 249
Dampfkondensationsturbine	24	1 432	8 367 035	11 970
Dampfgegendruckturbine	51	729	2 128 104	40 988
Verbrennungsmotore	185	35	179 176	835
Andere	1	1	8 709	38
Zusammen	269	2 462	11 957 098	58 854

Quelle: Slowakische Innovations – und Energieagentur

Installierte Kogenerationsanlagen bis Ende 2006



Zdroj: Slovenská inovačná a energetická agentúra

Legende: pink: GuD neu, grau: Gasverbrennungsturbine, rot: Dampfkondensationsturbine, hellblau: Dampfgedruckt-Turbine, türkis: Verbrennungsmotoren, rosa: andere

6.6.2 Technischer Zustand bei den Fernwärmeanlagen

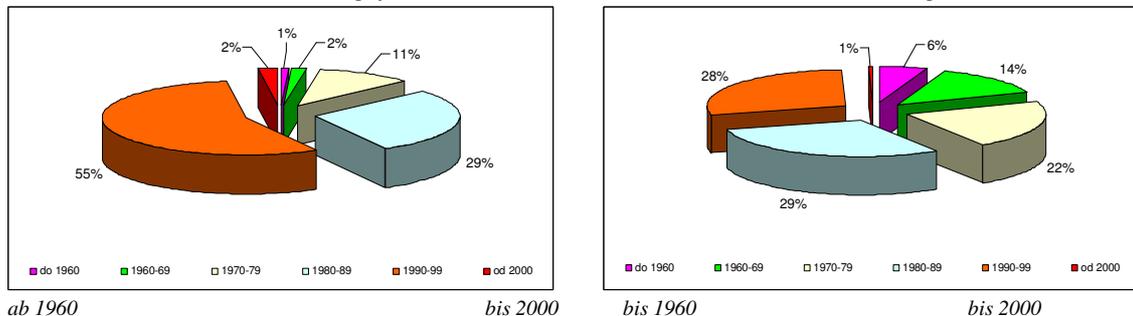
Bei Struktur und technischem Zustand sind die Systeme für die Wärmeversorgung durch die folgenden Tatsachen charakterisiert:

- guter technischer Zustand bei den Anlagen in den Wärmequellen,
- hohe Leistung der Verfeuerungsanlagen bei den Wärmequellen,
- ausreichender technische Zustand der Anlagen in den Wärmeabgabestationen,
- überdimensionierte primäre und sekundäre Wärmeverteiler einschließlich der Beförderungsanlagen (Umwälzpumpen),
- unzureichender technischer Stand des Großteils der Sekundärverteiler.

Technischer Stand bei den Wärmequellen:

Die Wärmequellen im Bereich der Wärmeversorgung sind sehr unterschiedlich bei Alter und technischen Parametern, wie auch in Hinblick auf die Art der verwendeten Energiequellen. Auf der Basis der Analysen der Slowakischen Innovations – und Energieagentur kann man festhalten, dass die am meisten in Betrieb befindlichen Kessel in den Jahren 1990 – 99 hergestellt wurden. In Hinblick auf die installierte Leistung überwiegen allerdings Kessel mit Herstellungsdatum 1980 – 89. Seit 2000 kommen auch Kessel mit geringer Leistung dazu, die vor allem Erdgas verbrennen.

Heizkessel nach Herstellungsjahr (Anzahl der Stück/installierte Leistung)

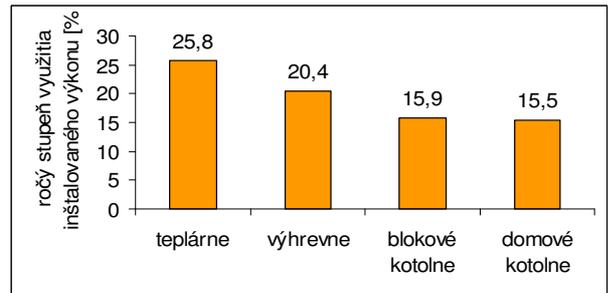
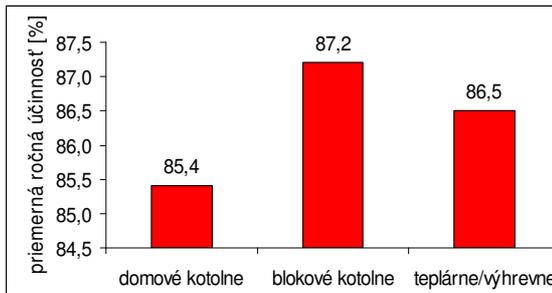


Quelle: Slowakische Innovations – und Energieagentur

Beim Vergleich der einzelnen Wärmequellen wurde die höchste Wirksamkeit bei sog. „Blockheizwerken“ erreicht, d.h. bei Wärmequellen die über Mikronetze einige Wohnhäuser mit Wärme versorgen. Diese Tatsache ist durch die Verwendung von

Erdgas als Primärenergie verursacht. Die geringste Wirksamkeit haben die Kessel in Häusern, die Erdgas verwenden. Eine höhere Wirksamkeit wird trotz höherem Kohleanteil durch die regelmäßige Wartung und Optimierung der Systemsteuerung der Wärmeversorgung erreicht.

Wirksamkeit der Quellen und jährliche Stufe der Nutzung der installierten Leistung nach Wärmequellentyp



Quelle: Slowakische Innovations – und Energieagentur

Legende:

Individualkessel, Blockheizung, Heizwerk,

gelb: Wärmekraftwerk, Heizkraftwerk, Blockheizung, Individualkessel

Leistung der Verfeuerung in den Wärmequellen:

Ist auch die Situation bei der jährlichen Wirksamkeit zufriedenstellend bis gut, so ist die Lage bei der jährlichen Verfügbarkeit der installierten Leistung anders. Diese Tatsache wird teilweise durch den objektiven Faktor der saisonalen Gegebenheiten beeinflusst (Heizsaison), wie auch die Überdimensionierung der Verfeuerungsanlagen. Die liegt einerseits an den ungeeigneten Plänen aus verschiedenen Gründen (z. B. Annahme eines Wärmeverbrauchsanstiegs – Anschluss weiterer Verbraucher an die Fernwärme), die dann nicht erreicht wurde. Wenn es bei der Dimensionierung von Anlagen sinnvoll ist von der Verbrauchsseite auszugehen, so ist anzumerken, dass es gerade in diesem Bereich zu einer starken Verbrauchsreduktion kommt, weil Energieeinsparungsmaßnahmen durchgeführt werden (Verbesserung der wärmetechnischen Eigenschaften der Baukonstruktionen, Optimierung der Innenverteiler bei der Wärmeverteilung – hydraulische Regulierung). Die Fälle der Überdimensionierung der Verfeuerungsanlagen sind allerdings nicht nur bei der Fernwärme zu beobachten. Ein ähnlicher Zustand gilt auch bei den Einzelkesseln, die nach Abgang von der Fernwärmeversorgung installiert wurde. Auch in diesem Fall wird zunächst für den aktuellen Verbrauch ausgelegt, der dann nach Verbesserung der thermischen Eigenschaften des Hauses zu hoch ist.

Technischer Zustand der Anlagen an den Wärmeabgabestationen:

Die Technologieanlagen in den Wärmeabgabestationen erreichen in der Regel die geforderte Wirksamkeit. Es handelt sich nur ca. 20 % Wärmeabgabestationen, bei denen als Medium Wasserdampf verwendet wird, bei der Wärmemenge sind es jedoch bis zu 45 %. Der Großteil der Wärmeabgabestationen ist mit einer automatischen Regulation des primären Wärmeträgers ausgestattet. Viele Steuerungssysteme sind in die Dispatcheranlagen der Fernwärmesysteme eingegliedert.

Primäre und sekundäre Wärmeverteiler:

Die Wirksamkeit der Wärmeübertragung in den primären Wärmeverteilern erreicht 92,5 – 93 %. Nicht erlaubte Verluste, verursacht durch den Betrieb von Wärmeverteilern betragen ca. 0,5 %. Betroffen sind durch die Überdimensionierung der Primärverteiler. Die Überdimensionierung der Wärmeverteiler ist durch die folgenden Faktoren verursacht:

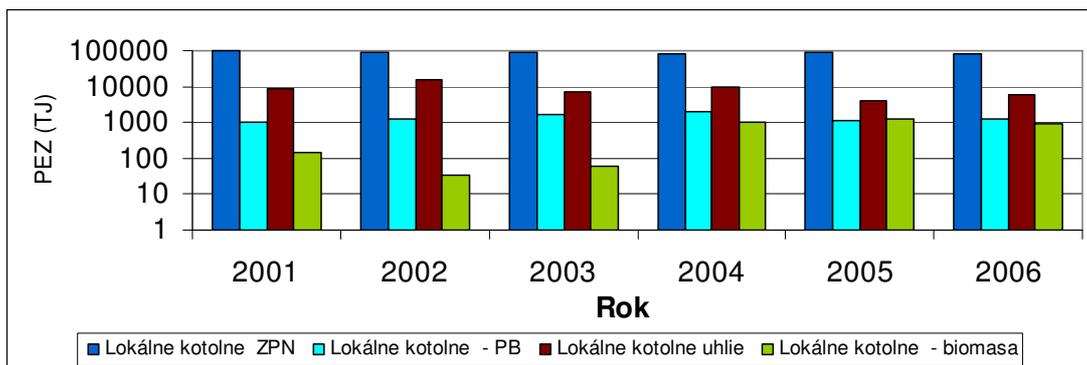
- schrittweises Verlassen der Fernwärme und Übergang auf Einzelkessel durch die Bezieher,
- Planungsfehler bei der Dimensionierung der installierten Leistung,
- schlechte Abschätzung der Entwicklung des Wärmeverbrauchs an einem bestimmten Standort,
- nicht marktgemäßes Verhalten des Investors in der Vergangenheit und Gegenwart.

Unzureichender technischer Stand eines Großteils der Sekundärverteiler ist vor allem durch das Alter der Sekundärleiter und die Überdimensionierung wie auch im Falle der Primärverteiler verursacht.

6.6.3 Verwendung von Primären Energiequellen in der Wärmeversorgung

Die Entwicklung der Primärenergien bei der lokalen (dezentralen) Wärmeversorgung ist in der Abb. zu sehen. Beim Vergleich der Anteile der einzelnen Primärenergien überwiegt Erdgas deutlich (mehr als 80 %), womit dieser Bereich stark der Sicherheit bei den Erdgaslieferungen unterliegt. Der Anteil von Kohle ist in Hinblick auf die höhere Umweltbelastung relativ niedrig und der Anteil anderer Primärenergien (z. B. Erneuerbare) ist nahezu vernachlässigbar. Es ist allerdings möglich anzunehmen, dass nicht alle Primärenergien statistisch erfasst werden können. Das ändert freilich nichts an der Tatsache, dass bei der Diversifizierung von Primärenergien die Energieversorgungssicherheit deutlich eingeschränkt ist.

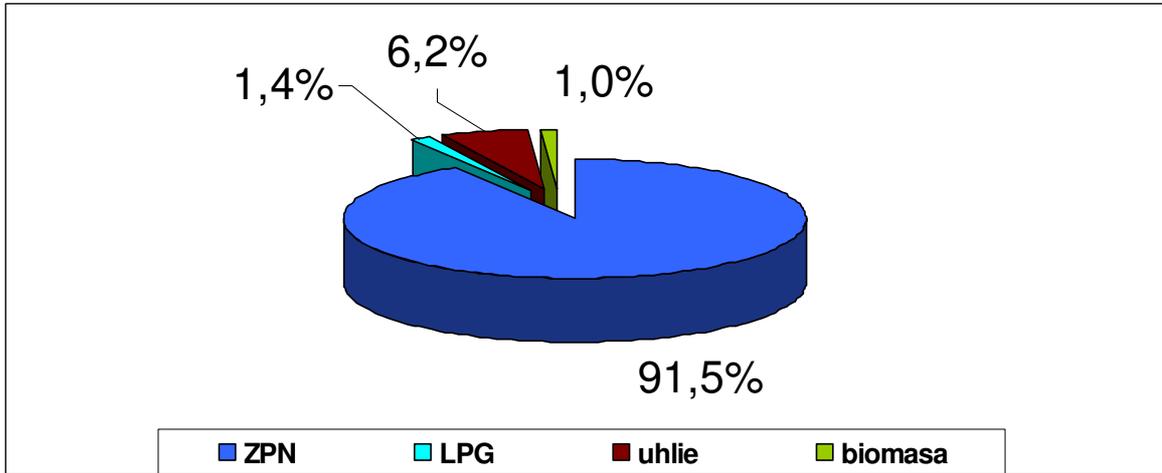
Entwicklung des Verbrauchs der Primärenergieträger bei der lokalen Wärmeversorgung



Legende von links nach rechts: Lokale Kessel – Gas; Lokale Kessel – Propan-Butan; Lokale Kessel – Kohle; Lokale Kessel – Biomasse

Quelle: Slowakische Innovations – und Energieagentur

Anteil der einzelnen Primärenergieträger bei der lokalen Wärmeversorgung

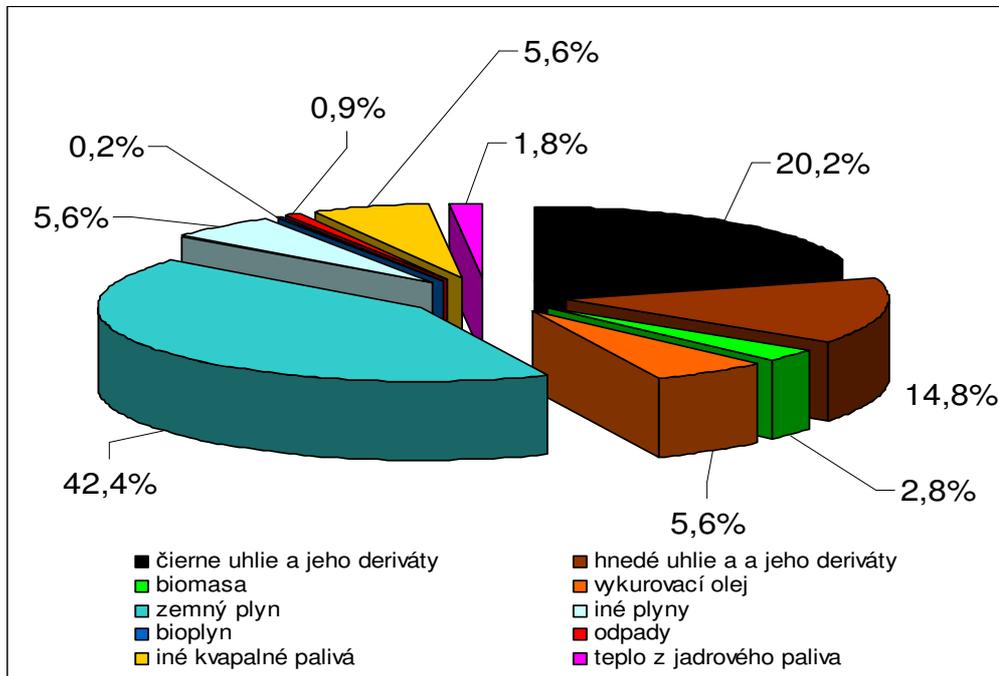


Legende von rechts nach links: Biomasse, Kohle, LPG, Erdgas
 Quelle: Slowakische Innovations – und Energieagentur

Bei der Fernwärme gibt es eine höhere Anzahl von verwendeten Primärenergieträgern (PEZ). Der Anteil der Nutzung der einzelnen PEZ bei der Fernwärme ist in der Abb. ersichtlich. Im Vergleich zur Wärmeversorgung aus lokalen Wärmequellen ist die Abhängigkeit von Erdgas um ca. die Hälfte niedriger.

Bei der Bewertung der Kogeneration von Strom und Wärme kann man festhalten, dass die Diversifizierung der PEZ relativ ausgeglichen ist.

Anteil einzelner PEZ in der Fernwärme



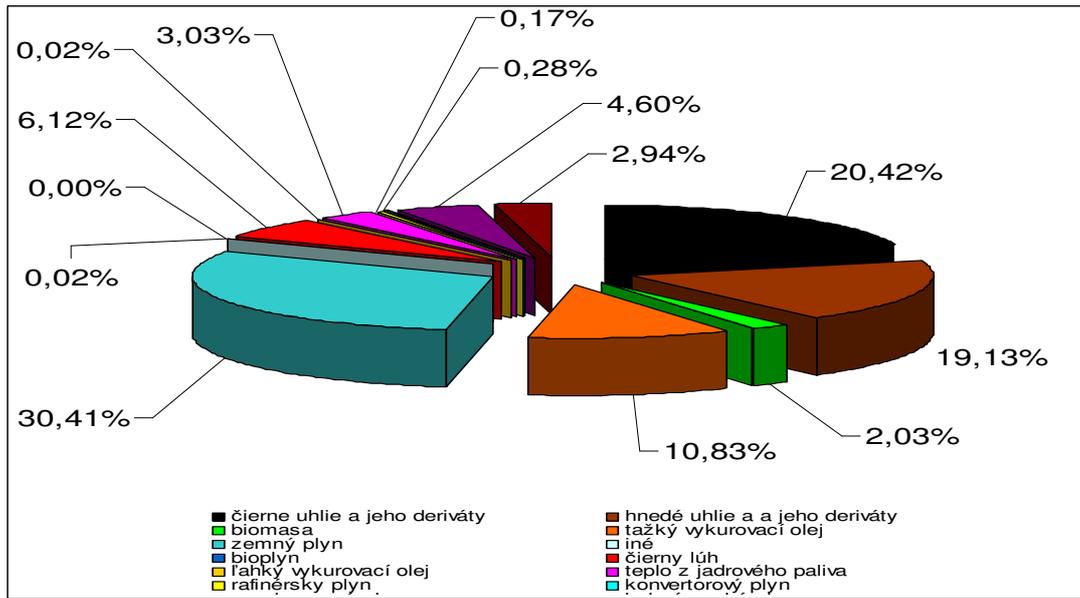
Legende:

- Steinkohle und ihre Derivate
- Biomasse
- Erdgas
- Biogas
- andere flüssige Treibstoffe

Quelle: Slowakische Innovations – und Energieagentur

- Braunkohle und ihre Derivate
- Heizöl
- anderes Gas
- Abfälle
- Wärme aus Nuklearbrennstoff

Anteil einzelner PEZ in der Fernwärme- Kogenerationsanlage



Legende:

- Steinkohle und ihre Derivate
- Biomasse
- Erdgas
- Biogas
- Leichtes Heizöl
- Raffineriegas

- Braunkohle und ihre Derivate
- Schweres Heizöl
- andere
- Schwarzlauge
- Wärme aus Nuklearbrennstoff
- Konvertorgas

Quelle: Slowakische Innovations – und Energieagentur

6.6.3.1 Vorteile der Fernwärmeversorgung

Trotz der ungünstigen Situation in der Fernwärme zurzeit, hat doch die zentrale Wärmeversorgung eine Reihe von Vorteilen. Am wichtigsten ist die Möglichkeit der umweltfreundlichen Verfeuerung von weniger wertvollem Brennstoff. Aus den Gründen der Versorgungssicherheit bei der Wärme durch die Diversifizierung der Primärenergieträger sind die Fernwärmesysteme günstiger als die Einzelkessel. Bei der Unterschiedlichkeit der Wärmebezieher der Fernwärme ist es möglich die Kogeneration gut zu nutzen.

6.6.4 Entwicklung der Wärmeversorgung

Die Entwicklung der Wärmewirtschaft in der SR ist eng verbunden mit der Realisierung von energiewirtschaftlich effektiven Maßnahmen im Wohnbereich und teilweise auch in der Industrie. Wenn Einsparmaßnahmen durchgeführt werden, kann man davon ausgehen, dass es bis 2030 zu keinem Anstieg des Wärmeverbrauchs kommen wird. Real ist die Annahmen, dass der Wärmeverbrauch im Vergleich zu 2005 um 15 – 25 % sinken wird. Im Jahre 2020 wird es allerdings notwendig werden, den Wärmeverbrauch und vor allem den Kühlungsbedarf neu zu bewerten.

Aufgrund der Tatsache, dass die Wärmeproduktion vor allem eine lokale Angelegenheit ist, ist es notwendig mit großer Konsequenz regionale Energiekonzepte in der Praxis und ihre regelmäßige Bewertung durchzusetzen.

Die Entwicklung der Wärmewirtschaft und vor allem die Erhöhung der Wärmeversorgungssicherheit wird durch zwei Faktoren beeinflusst werden:

1. Erhöhung der Energieeffektivität,
2. Erhöhung der Diversifizierung der primären Energiequellen.

6.6.4.1 Erhöhung der Energieeffizienz

Die Erhöhung der Energieeffizienz auf der Verbraucherseite wird im „Energieeffizienzkonzept“ gelöst und schrittweise werden auch die einzelnen Aktionspläne für Energieeffizienz präzisiert. Wenn auf der Verbrauchseite 1 % Energie jährlich eingespart werden sollen, dass ist bei der Entwicklung der Wärmewirtschaft es notwendig sich auf die Erhöhung der Energieeffizienz bei der Produktion und Wärmeverteilung zu konzentrieren. Im Vergleich zu den Einsparungen auf der Verbraucherseite ist das Potential auf der Seite von Erzeugung und Verteilung der Wärme wesentlich geringer. Eine der Möglichkeiten ist auch die Verwendung der hoch effektiven Kogeneration.

Die Ziele der Erhöhung der Energieeffektivität:

1. Erhöhung der durchschnittlichen jährlichen Wirksamkeit der Anlagen für Wärmeproduktion und Verteilung,
2. Erhöhung des Anteils der Kogeneration von Strom und Wärme.

Bei der Nutzung der Kogenerationsanlagen wird mit den folgenden Aktivitäten gerechnet:

- Rekonstruktion der existierenden Technologien auf der Basis von Dampfturbinen,
- Errichtung von Kogenerationsanlagen auf der Basis von Verbrennungsmotoren und Turbinen mit Erdgas als Brennstoff,
- Errichtung von mittelgroßen und kleinen Kogenerationsquellen, die Erneuerbare mit verschiedenen Kogenerationstechnologien (Verbrennungsmotoren, usw.),
- Errichtung kleiner Kogenerationsanlagen mit der Verwendung vor allem neuer Technologien (Mikroturbinen, kleine Verbrennungsmotoren, usw.).

6.6.4.2 Erhöhung der Diversifizierung bei den Primärenergiequellen

Die aktuelle Diversifizierung der Primärenergiequellen ist nur im Falle Kogeneration in den Fernwärmesystemen akzeptabel. Aber auch hier ist eine Verbesserung zugunsten Technologien mit niedrigen Emissionen möglich (Nutzung von Abwärme der KKW) und den verfügbaren Erneuerbaren Energie, vor allem Biomasse und Biogas.

Im Bereich der lokalen Wärmeversorgung ist es notwendig eine höhere Nutzung der Erneuerbaren aus lokalen Wärmequellen zu erreichen, bzw. Mikronetze für die Wärmeversorgung über Fernwärme zu schaffen.

6.6.5 Maßnahmenplan für eine sichere Wärmeversorgung

1. Ausarbeitung regionaler Energiekonzepte und sicherstellen, dass ihre Einhaltung überwacht wird.

2. Durchsetzung von regionalen Energiekonzepten in der Praxis und regelmäßige Auswertung.
3. Ausarbeitung von Aktionsplänen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in der Wärmewirtschaft.
4. Sicherstellung der richtigen Dimensionierung der Verfeuerungsanlagen.
5. Erhöhung der durchschnittlichen jährlichen Wirksamkeit der Anlagen zur Wärmeerzeugung.
6. Erhöhung bzw. Erhaltung der durchschnittlichen jährlichen Wirksamkeit der Anlagen zur Wärmedistribution.
7. Erhöhung des Anteils der hoch effizienten Kogeneration.
8. Sicherstellung einer höheren Nutzung von Erneuerbaren Energien in lokalen Wärmequellen, bzw. Schaffung von Mikronetzen für die Wärmeversorgung aus Quellen der Fernwärme.
9. Erhöhung des Anteils der Sonnenenergienutzung (auf c. 6%) zur Warmwasserbereitung und Niedertemperaturbeheizung in der lokalen Wärmeversorgung.
10. Erhöhung des Biomasseanteils (auf ca. 12%) in ökologisch weniger belasteten Regionen, einschließlich der Errichtung von Mikronetzen.
11. Erhöhung des Stromanteils (auf ca. 2%) in ökologisch belasteten Regionen, unter Verwendung innovativer Technologien (z.B. Wärmepumpen).
12. Ausarbeitung eines Systems von legislativen und institutionellen Maßnahmen, die ein Umfeld schaffen, das die Durchführung von Maßnahmen zur Energieeffizienzerhöhung und Diversifizierung der Primärenergieträger ermöglicht.
13. Koordinierung der Aktivitäten, die auf die Realisierung von Maßnahmen für die Wärmewirtschaft im Rahmen der Zentralbehörden und der regionalen und lokalen Selbstverwaltungen ausgerichtet sind.
14. Unterstützung von Projekten in Forschung und Entwicklung wie auch Realisierung, die auf die Nutzung geothermalen Wassers ausgerichtet sind.
15. Vorschlag von Förderprogrammen, die Prioritäten und Maßnahmen umfassen, die auf die Energieeffizienz und Diversifizierung der Primärenergieträger abzielen.
16. In den Fernwärmesystemen ist die Kogeneration zu erhalten, bzw. auf die folgenden Werte zu erhöhen:
 - Kohle 35 %,
 - Heizöl 5 %,
 - Abfälle 2 %,
 - Geothermische Energie 1 %,
 - Biomasse 10 %,
 - Biogas 1%,
 - Wärme aus Nuklearbrennstoff 3,5 %.

6.7 Strom

Die Stromversorgung der SR ist dank einer optimalen Struktur der Produktionsbasis und einem gut ausgebauten Distributionssystem zuverlässig, mit einer minimalen Ausfallsrate, die die Stromversorgung bedrohen könnte, wie dem etwa in den USA, Italien, CR oder im November 2006 in Deutschland war. Nach der Fertigstellung der

beiden Blöcke Mochovce in den Jahren 1998 und 2000 wurde die SR bei der Stromversorgung unabhängig und bis 2006 war die SR Exporteur dieser strategischen Kommodität. Die Entscheidung das KKW V1 abzuschalten, von dem der 1. Block zum 31.12.2006 abgeschaltet wurde, und der 2. zum 31.12.2008 abgeschaltet werden soll, wird sich stark auf die Stromversorgung der SR niederschlagen. Bis zur Errichtung neuer Kapazitäten, vor allem des 3. und 4. Blocks des KKW Mochovce, wird die SR vom Stromimport abhängig sein.

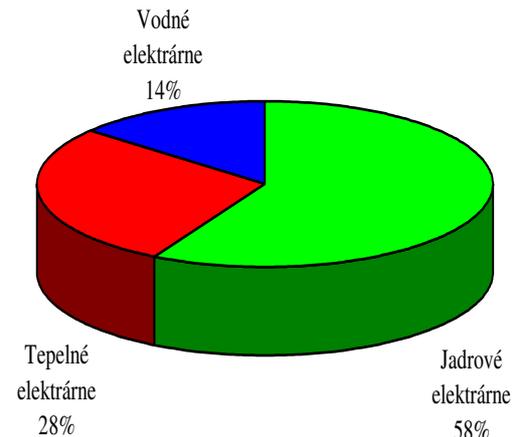
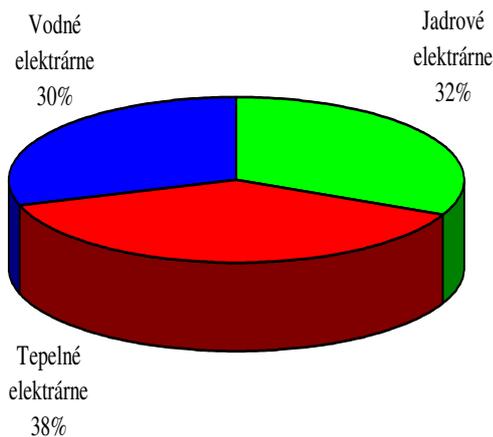
6.7.1 Aktueller Stand

Der Gesamtverbrauch im Jahre 2007 lag bei 29 632 GWh und im Vergleich zum Jahr 2006 stagnierte er. Der Anstieg betrug nur 8 GWh. Im Jahre 2007 betrug die Höchstlast des Stromsystems 4 418 MW.

Die installierte Leistung der SR im Jahr 2007 betrug 7 508 MW. Die Kapazitäten werden gleichmäßig auf Kernenergie, Wärme – und Wasserkraftwerke aufgeteilt. Die Stromgesamtproduktion in der SR erreichte einen Wert von 31 227 GWh, 58 % war Kernenergie, 28 % Wärmekraftwerke und 14 % waren Wasserkraft.

Abb.1: Nr. Installierte Leistung der SR 2006

Abb.2: Stromproduktion 2006

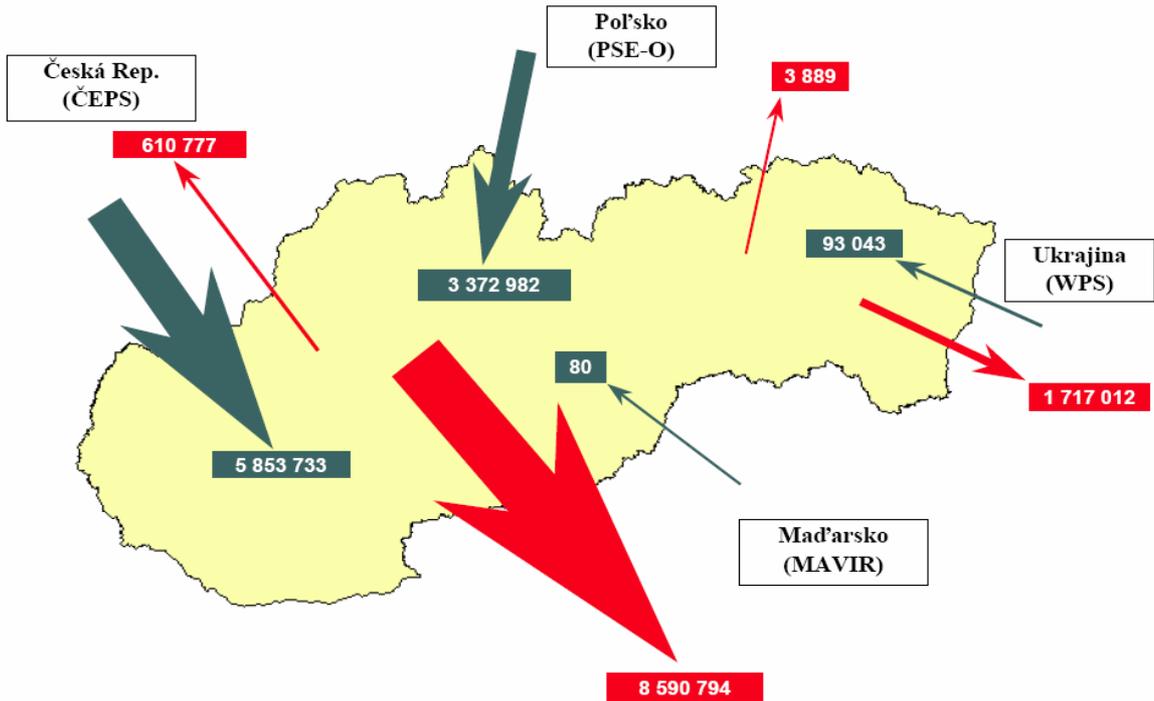


Legende: Blau: Wasserkraft, Grün: Kernkraft, Rot: Wärmekraftwerke

Quelle: SEPS AG

Das Gesamtsaldo der ausländischen Stromübertragungen betragen im Jahre 2006 1603 GWh zugunsten des Exports. Im Vergleich zu 2005 kam es zu einer Verringerung um 1119 GWh. Das Exportsaldo bei Strom im Jahr 2006 betrug 15,3 % der Gesamtproduktion der SR, im Jahr 2005 waren es 8,7 %. Die Struktur der Export – und Importstruktur ist im folgenden Schema verdeutlicht:

Bilanz der grenzüberschreitenden Stromübertragungen im Jahr 2006



Quelle: SEPS AG

Die künftige Entwicklung des Stromsystems und die Energieversorgungssicherheit bei Strom wird vor allem von den Anforderungen an Stromlieferungen, der Verfügbarkeit von Brennstoffen und deren Preisentwicklung, den anzunehmenden Preisentwicklungen auf dem Strommarkt, der Stilllegung von Produktions – und Distributionseinrichtungen, der Entwicklung neuer Technologien, deren technisch – ökonomischen Parameter, den Auswirkungen der Entwicklung in den umliegenden Ländern u.ä. abhängen.

6.7.2 Entwicklung des Stromverbrauchs der SR

Der Anteil des Stromendverbrauchs am gesamten Endenergieverbrauch der SR ist relativ niedrig und betrug im Jahre 2005 20,7 %. Bis 2030 wird mit einem Anstieg auf 22,8 % gerechnet.

Der durchschnittliche Stromanstieg wird in einer Bandbreite von 0,8 bis 2,3 % in der Periode bis 2030 erwartet. Im Referenzszenario mit einem durchschnittlichen Anstieg von 1,6 % in Vergleich zum Jahr 2006 stellt einen Anstieg von 13,5 TWh dar, wobei es sich um einen fast 46 % Anstieg gegenüber dem aktuellen Stromverbrauch handelt.

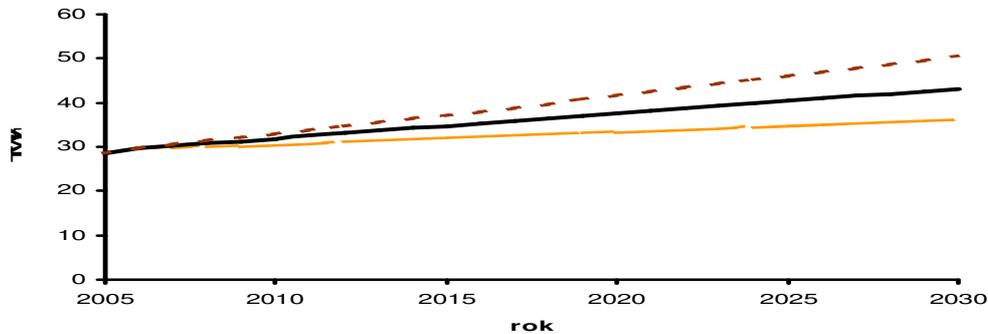
Stromverbrauchsprognose in der SR

		2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Szenario niedrig	GWh	28572	29624	30379	32008	33330	34603	35987
Referenzszenario	GWh	28572	29624	31892	34713	37534	40418	43112
Szenario hoch	GWh	28572	29624	32815	37121	41530	45990	50544

durchschnittlicher jährlicher Anstieg	%	3,7					
Szenario niedrig	%	0,8					
Referenzszenario	%	1,6					
Szenario hoch	%	2,3					

Quelle: SEPS, a. s.

Stromverbrauchsprognose in der SR

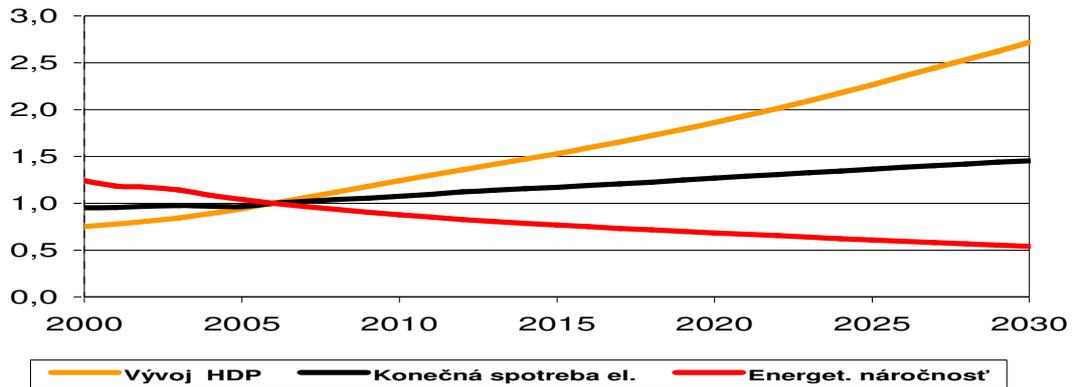


Legende: Szenario niedrig Referenzszenario Szenario hoch

Die Stromverbrauchsprognose für die SR geht vom des BIP-Wachstum und der Entwicklung der Energieintensität aus. Die Stromverbrauchsprognose beträgt 3,1 bis 5,7 % des jährlichen BIP - Wachstums, wobei im Referenzszenario mit 4,3 % zwischenjährlichen BIP-Wachstums für die Periode bis 2030 gerechnet wird. Die Stromverbrauchsentwicklung ist der entscheidende Eintrittsparameter für die Bewertung der Energieversorgungssicherheit und für die strategische Ausrichtung der künftigen Entwicklung der Stromwirtschaft der SR. Die Vorhersage der Zukunft trägt ein gewisses Maß an Unsicherheit in sich, daher werden drei Szenarien einer möglichen Entwicklung prognostiziert, wobei die Streuung im Zieljahr 2030 nicht über 30 % liegen sollte.

In allen Entwicklungsszenarien wird mit einem Wirtschaftswachstum bei einer sich verringernden Energieintensität gerechnet, was den Prioritäten der Energiepolitik der SR und der EU entspricht. In den Wirtschaftsszenarien werden die Voraussetzungen für natürliche Stromeinsparungen begründet, die aus der Konkurrenz im Markt entstehen. Z. B. in den Jahren 2000 bis 2006 betrug bei einem minimalen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs von 0,8 % das Wirtschaftswachstum 5,2 %. Im Jahre 2006 wurde eine Erhöhung um bis zu 3,7 % des Stromverbrauchs verzeichnet, im Vergleich zu 2005 bei 8,3 % BIP-Wachstum. Das zeigt, dass weitere Stromverbrauchseinsparungen nur mehr durch gesteuerte Einsparprojekte erzielt werden können, z. B. DSM (Demand Side Management), bzw. auf der Seite der Produktion, die allerdings eines Programms zur Finanzierung dieser Projekte bedarf. Die Energiesparprojekte sind einer der Wege, die zur Verringerung der Abhängigkeit von Primärquellen führen, die Umwelt nicht belasten und zur verbesserten Energieversorgungssicherheit der SR mit Energie führen.

Die Entwicklung des BIP, des Endstromverbrauchs und der Energieintensität (2006 = 1.0)



Quelle: SEPS, a. s.

Legende: gelb Entwicklung BIP schwarz: Stromendverbrauch rot: Energieintensität

6.7.3 Brennstoffe und ihre Preisentwicklung

Die Struktur der Brennstoffe, ihre Verfügbarkeit und die Preisentwicklung werden sich bei der Entwicklung der Erneuerbaren Energiequellen mit entscheidendem Ausmaß auf den künftigen optimalen Mix der Quellen im Energiesystem der SR auswirken.

Laut World Energy Outlook 2006 (WEO, IEA) werden weltweit bis 2030 die fossilen Energieträger überwiegen. Der Weltverbrauch bei Energie wird sich um mehr als die Hälfte bei einem Wachstum von 1,6 % erhöhen. Es ist davon auszugehen, dass mindestens die Hälfte dieses Primärenergieverbrauchs für die Stromerzeugung verwendet wird, wobei in Zusammenhang mit der Stromerzeugung ein Anstieg der Kohlenachfrage erwartet wird. Im Vergleich zur vorhergehenden Version des WEO 2005, wonach der Nachfrageanstieg bei Gas aufgrund des Preises nicht so stark sein wird. Die Kohlepreise werden sich erhöhen, aber nicht so deutlich wie die Preise für Gas und Öl.

Die Preisentwicklung in der SR ist mit der Gesamtentwicklung der Weltenergiepreise mit Ausrichtung auf Europa und die konkreten Bedingungen der Slowakei begründet.

Die Kosten der Steinkohle sind durch die Preisbewegungen auf den Weltmärkten beeinflusst, die Transportkosten und den Übergang auf den Euro wie auch den Kurs der Slowakischen Krone. Die Steinkohlevorkommen sind ausreichend, sie werden auf etwa 200 Jahre beim aktuellen Verbrauch geschätzt und es werden keine deutlichen Preisbewegungen für diesen Brennstoff erwartet.

Die Braunkohle ist die einzige heimische Quelle an fossilen Brennstoffen, die am Ort ihres Abbaus verwendet wird. Entsprechend dem Gesetz über die Energiewirtschaft hat die Regierung der SR mit Beschluss Nr. 356/2004 das allgemeine wirtschaftliche Interesse für die Nutzung der heimischen Kohle bei der Stromgewinnung genehmigt.

Der Preis für Erdgas hängt von den Erdölpreisen auf den Weltmärkten ab. Ein wichtiger Faktor ist die geographische Lage der Vorkommen an Erdgas. Der Großteil der Weltvorkommen an Erdgas befindet sich im Mittleren Osten, was den Transport erschwert und die Versorgungsstabilität verringert. Unter diesem Aspekt erscheint die

Nutzung von Erdgas für die Stromproduktion als riskant. Die politische Instabilität der Region erhöht noch das Risiko der Erdgasversorgung.

Die Produktionskosten von Atomenergie reagieren im Vergleich zu den Kohlenstoff – und Erdgasquellen weniger auf Preisschwankungen bei den Brennstoffen. Es gibt ausreichend Uranvorkommen (vor allem beim geplanten Recyklieren des Brennstoffs) und die Brennstofflieferanten sind diversifizierbar.

Entsprechend den Prognosen wird eine äquivalente Wärmemenge, die in Steinkohle enthalten ist, 7 bis 8 mal teurer als Nuklearbrennstoff. Der Braunkohlepreis wird das 11fache und Erdgas das mehr als 20fache vom Einheitspreis für Nuklearbrennstoff betragen.

Bei den Prognosen zu den Brennstoffpreisen ging man von der Voraussetzung aus, dass die Preise auf den internationalen Märkten bis 2010 stagnieren werden, bzw. leicht zurückgehen werden. In der nächsten Periode wird mit Ausblick auf das Jahr 2030 wieder mit einem Anstieg der Brennstoffpreise gerechnet.

6.7.4 Entwicklung der Strompreise

Die Liberalisierung des Strommarkts veränderte deutlich die bisher eingelebten Vorgangsweisen bei der Planung neuer Produktionskapazitäten. Sie brachte eine Menge von Faktoren und Unsicherheiten mit sich, was Probleme bei der Prognostizierung der Strompreisentwicklung bedeutet. Instabile Regulationsrahmen und die Regulierung der Preise in Europa begrenzt die Motivationen für Investitionen in die Elektrowirtschaft. Diese Tatsache verursacht im UCTE-System jedes Jahr einen Rückgang an zur Verfügung stehenden Kapazitäten.

Es ist davon auszugehen, dass die Strompreise in der SR und in Mitteleuropa sich den Preisen auf dem deutschen Strommarkt angleichen werden. Der durchschnittliche Strompreis in Deutschland für die Grundlast stieg von 30 EURO/MWh im Jahr 2004 auf 52 EURO/MWh im Jahr 2007. Bis 2030 wird mit einem Anstieg bis ca. 55 – 70 EURO/MWh gerechnet. Der Preis für Spitzenstrom wird laut EEX auf über 80 EURO/MWh geschätzt. Im Fall der Abhängigkeit der SR vom Stromimport könnte bei den Strompreisen ein wesentlich höherer Anstiegstrend durch die Auswirkungen der Europäischen Preise entstehen.

In der SR bewegt sich für 2007 der durchschnittliche Preis für Starkstrom bei ca. 48EURO/MWh. Eine weitere Preisentwicklung wird von mehreren Faktoren beeinflusst sein, wie z. B. der gesamten Strommarktsituation, der Entwicklung des Brennstoffmarkts, dem Bedarf nach neuen Investitionen, dem Ausmaß der Stilllegung von Produktionskapazitäten, dem künftigen Brennstoffmix, den CO₂-Gebühren u. ä. Die genannten Faktoren werden sich auf den Strompreisanstieg auswirken. Auf der anderen Seite erhöht sich die Konkurrenz und die Strommarktintegration wird einen Gegendruck auf die Preisentwicklung bewirken.

Bei den genannten Annahmen wird der durchschnittliche Kostenanstieg bei den Quellen nicht inflationsbereinigt auf 2,2 % jährlich bis 2020 und in der nächsten Periode bis 2030 auf jährlich nur 1,3 % geschätzt. Die größte Auswirkung auf die Stabilität des Kostenniveaus bei der Stromproduktion in der SR wird die Errichtung

neuer KKW haben. Der Preisanstieg aufgrund der genannten Kosten sollte allerdings keine ausreichenden Stimuli für die Errichtung von Wärmekraftwerken bewirken, die zur Regulierung des Energiesystems notwendig sind. Es ist daher notwendig auch die Auswirkungen der Bestandteile des Preises zu berücksichtigen, die die Kosten für die unterstützenden Dienstleistungen bilden. Deren Preis wird teilweise durch die Beschränkung der Verfügbarkeit im Rahmen des Regulationsbereichs beeinflusst sein. In diesem Zusammenhang kann man erwarten, dass es im Fall, wenn keine Maßnahmen ergriffen werden, zu einer Erhöhung der Strompreise für die Sicherstellung der unterstützenden Dienstleistungen kommen wird. Dadurch könnte dann der Stromgesamtpreis 80 bis 100 EURO/MWh erreichen.

6.7.5 Entwicklung des Elektrizitätssystems

Die Entwicklung des Elektrizitätssystems beruht auf den Grundsätzen der Richtlinie 2005/89/EG über die Maßnahmen zur Energieversorgungssicherheit und der Investition in die Infrastruktur, wobei vor allem zu berücksichtigen ist:

- angemessenes Niveau der Produktionskapazitäten,
- angemessenes Gleichgewicht zwischen Lieferung und Nachfrage,
- ausreichende Anzahl von grenzüberschreitenden Verbindungen bei der Erfüllung der Kriterien n-1.

6.7.6 Dekommissionierung von Produktionskapazitäten aus dem Elektrizitätssystem der SR

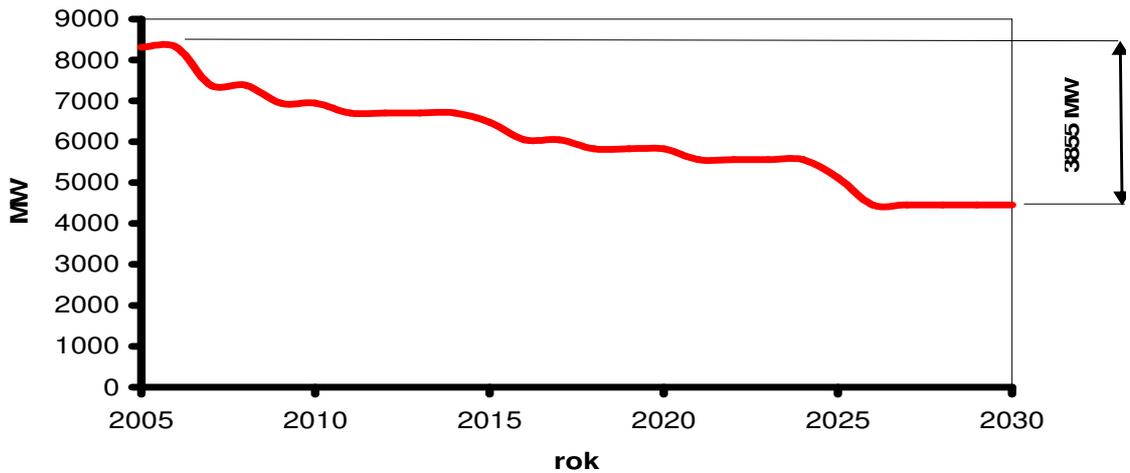
Aus der Bilanz der SR wurden im Jahre 2006 Produktionskapazitäten von 880 MW installierter Leistung genommen (1. Block EBO V1 und vier Blöcke von Vojany). Bis Ende des Jahres 2010 wird mit einer Stilllegung von weiteren 490 MW gerechnet. Der Gesamtverlust and Kapazitäten für den Zeitraum 2006 bis 2010 wird bei 1370 MW liegen. Der Trend zur Abschaltung weiterer Produktionskapazitäten wird aufgrund der Lebensdauer der Produktionskapazitäten auch in der nächsten Periode anhalten.

Stilllegung installierter Produktionskapazitäten des ES SR

Jahr		2010	2015	2020	2025	2030
KKW	MW	880	880	880	1760	1760
Wärmekraftwerke	MW	490	1177	1607	1875	2095
Gesamt	MW	1370	2057	2487	3635	3855

Quelle: SEPS, a. s.

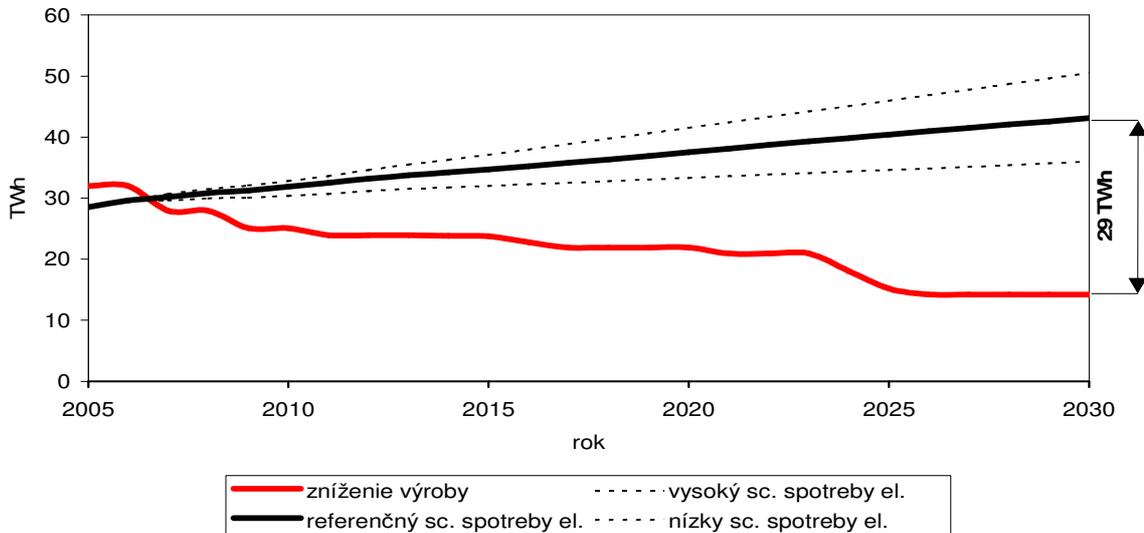
Bis 2015 werden 2057 MW stillgelegt sein und bis 2030 werden es insgesamt 3855 MW sein. Der Kapazitätsverlust stellt bei der Stromproduktion einen Verlust um fast 56 % im Vergleich zu 2006 dar.



Quelle: SEPS, a. s.

Angesichts dieses Ausblicks bis 2030 und dem erwarteten Stromverbrauchszuwachs wird es notwendig werden, für die SR 6 600 MW neuer Kapazität zur Deckung des erwarteten Defizits bei der Produktion von ca. 29 TWh zu errichten.

Anforderungen für die Deckung des Defizits in der Produktion im ES SR



Legende:

rot – verringerte Produktion;Stromverbrauchsszenario hoch;
 schwarz – Referenzverbrauchsszenario; - - - - - Stromverbrauchsszenario niedrig;

6.7.7 Systemdienstleistungen

Ein Risikofaktor mittelfristig sein wird der Kapazitätsmangel zur Sicherstellung der Regulation des Energiesystems in der realen Zeit und bei unerwarteten Ausfällen.

Durch die Abschaltung der Produktionskapazitäten im ES der SR wird schrittweise auch die Verfügbarkeit der verschiedenen Systemdienstleistungen wegfallen, die diese jetzt noch leisten. Nach 2020 reduziert sich die Verfügbarkeit aller Arten von Systemdienstleistungen der aktuellen Quellen unter 50 % mit der Ausnahme der schnell anfahrenen Reserven.

Die fehlenden Leistungen bei den Systemdienstleistungen vor allem in der Sekundärregulation, werden durch neue Wärmekraftwerke, bzw. teilweise Atomkraftwerke ersetzt werden müssen. Die erneuerbaren Quellen gewährleisten mit Ausnahme der großen Wasserkraftwerke diese Systemdienstleistungen nicht, im Gegenteil, sie tragen zur Erhöhung des Regulationsbedarfs bei. Die primäre und die sekundäre Regulation kann bei der aktuellen Situation nicht durch Import aus dem Ausland gedeckt werden, daher sind durch heimische Quellen dafür zu finden.

Im Verlauf einiger Jahre werden bedeutende Stromkapazitäten abgeschaltet werden, die zurzeit auch die Systemdienstleistungen sichern. Daher wird nach 2010 eine kritische Situation eintreten, wenn Bohunice V2 abgeschaltet wird, und auch mit einer Abschaltung von weiteren 110 MW gerechnet werden muss, und das vor allem der Blöcke 3 und 4 von Novaky B. Bis zu diesem Zeitpunkt ist der reale Zuwachs der bedeutenderen Leistungen in den klassischen Wärmekraftwerken nicht garantiert, die für die sekundäre Regulation am günstigsten sind.

Für diesen Zeitraum sind Probleme mit der sekundären Regulation der Leistung unter dem Aspekt der technischen Möglichkeiten des ES der Slowakei zu erwarten. Eine noch kritischere Situation wird bei der Sicherstellung der tertiären Regulation (TRV30min+) erwartet, wie auch bei der kalten Dispatchingreserve (unter der Annahme, dass die Systemdienstleistungen des Systems so definiert sind wie jetzt). In Anbindung an den Stromverbrauchszuwachs wird mit einem proportional größeren Umfang an einzelnen Art von Systemdienstleistungen gerechnet.

Der Umfang der Werte für die primäre Regulation wird für die einzelnen Regulationsbereiche von UCTE bestimmt und für die SR war es für 2007 in der Höhe von ± 32 MW. Mit der Erfüllung dieser Art der Regulation sollte in der Zukunft kein Problem entstehen, denn der notwendige Umfang für diese Regulation wird in Abhängigkeit von der Größe der verwendeten Produktionskapazität im nationalen System festgelegt (wenn es somit keine neuen Quellen gibt, dann wird auch keine Notwendigkeit für eine neue Primärregulation bestehen, bzw. reduziert sich der Bedarf durch die Abschaltung/Verringerung des Umfangs der eingesetzten Produktionskapazitäten).

Die Sekundärregulation ist unter dem Aspekt der Stromversorgungssicherheit ein wichtiger Teil der Systemdienstleistungen. Sie dient der Erhaltung eines Gleichgewichts von Produktion und Verbrauch in Realzeit im Rahmen des regulierten Bereichs, wobei sie die Einhaltung des vereinbarten Saldos bei den grenzüberschreitenden Übertragungen garantiert. Die Größe der von UCTE empfohlenen Sekundärregulation sollte mindestens $\pm 3\%$ bis 4% der Belastung des nationalen Stromsystems erreichen. Die durchschnittliche Anforderung an die Sekundärregulation für 2007 wurde mit ± 115 MW festgelegt.

Bei großen Zuwächsen der Windstromproduktion könnte sich die Situation mit der Sicherung der Systemdienstleistungen verschlechtern und die Anforderungen an die Systemdienstleistungen deutlich erhöhen. UCTE- Analysen zufolge steht in den Europäischen Systemen im Durchschnitt 25 % der gesamten installierten Leistung an Windkraftwerken zur Stromproduktion zu Verfügung. Die Genauigkeit der Prognose kann allerdings an gewissen Tagen Abweichung von bis zu 50 % betragen. In der SR wird eine in etwa entsprechende Verfügbarkeit der Windräder angenommen. Aus diesen Voraussetzungen ist abzuleiten, dass die Reserveleistung um bis 45 % der installierten Leistung der Windkraftwerke über die heutigen Reserveleistungen hinaus notwendig sein werden.

Die Sicherheit der Stromversorgung der SR wird es notwendig machen, dass die Blöcke Vojany 2 im Betrieb bzw. in der kalten Reserve behalten werden. Die genannte Quelle wird zurzeit nicht verwendet und im Fall, dass sie eingesetzt wird, ist es notwendig diese Kosten in erhöhten finanziellen Anforderungen für die Gewährleistung der Systemdienstleistungen zu berücksichtigen. Das bedeutet, dass diese Anlagen im allgemeinen Interesse im Betrieb zu halten sind, bis die neuen Wärmekraftwerke fertig sind. Gleichzeitig wird es gesetzlicher Regelungen bedürfen, damit dem Betreiber die Kosten ersetzt werden, die ihm aufgrund des erzwungenen Betriebs erwachsen.

Die zurzeit geltende Novellierung des Luftgütesgesetzes Nr. 571/2005 Slg. ermöglicht keinen ununterbrochenen Weiterbetrieb der Blöcke 3 und 4 von Novaky B nach 2010, selbst wenn diese Blöcke nach dem 31.12.2010 die Bilanz der SR bei den Systemdienstleistungen verbessern würden. Dieses Luftgütesgesetz ermöglicht nach 2010 nur einen bestimmten eingeschränkten Betrieb von Block 3 von Novaky B, bei dem 20 000 h in der Periode 1.1.2008 bis 31.12.2015 an Betriebsstunden bei einer Ausnahmen von der Einhaltung der Emissionslimits nicht überschritten werden. Die Anlage muss allerdings Kohle mit einem niedrigen Schwefelgehalt (bis 0,7 % Schwefelgehalt) verfeuern, wobei die Kohle aus HBP dieses Kriterium nicht einhält.

Ein gewisser Kompromiss bei der Sicherstellung der Systemdienstleistungen der Blöcke 3 und 4 Novaky B wäre die Novellierung des Luftgütesgesetzes, die dann eine Ausnahme für die genannten Blöcke gewähren könnte, damit jeder Block 20 000 h im Zeitraum von 1.1.2008 bis 31.12.2015 laufen könnte. Das so novellierte Luftgütesgesetz würde nicht der RL 2001/80/EG widersprechen, die die Emissionsgrenzwerte für Großverfeuerungsanlagen festlegt.

6.7.8 Entwicklung der Produktionskapazitäten

Die Entwicklung der Produktionskapazitäten geht von der Gleichberechtigung aller Arten von Quellen und der Ausgeglichenheit des Brennstoffmix aus. Die einzelnen Arten der Produktionskapazitäten kann man folgendermaßen charakterisieren:

Die Erneuerbaren (EE) Stromquellen können als Ergänzung angesehen werden, die allerdings aufgrund ihrer Merkmale vor allem beim Betrieb aber auch den Kosten keine Alternative zur traditionellen Stromproduktion darstellen können.

Der Vorteil der EE ist, dass sie die Importabhängigkeit bei den Primärenergiequellen verringern und die Umwelt nicht mit Schadstoffemissionen belasten. Die Entwicklung

der EE wird allerdings nur unter der Voraussetzung von gesetzlichen und ökonomischen Maßnahmen von Seiten des Staates möglich sein.

Der Betrieb der Wind – und Solaranlagen ist stark von den klimatischen Bedingungen abhängig. Deren übermäßig Errichtung würde zu starken Kostenproblemen führen, wie auch mit der Stromversorgungssicherheit, und das durch die erhöhten Anforderungen an die Steuerung, Regulation und Höhe der Reserveleistungen, die für das Stromsystem dann benötigt würden.

Der Abschlussbericht von UCTE zum schwerwiegendsten Störfall in der Geschichte von UCTE im November 2006, der zu einem Stromausfall für mehr als 15 Millionen Haushalten in Europa geführt hat, führt unter anderem an, dass der unterkontrollierte Betrieb verstreuter Produktionskapazitäten während der Störung den Prozess der Wiederaufnahme normaler Betriebsbedingungen des Systems kompliziert hat.

Die KKW werden auch weiterhin die Basis in der Bilanz des Stromsystems der SR bilden, als wichtige Elemente bei der Sicherstellung der Stromversorgungssicherheit und der nachhaltigen Entwicklung. Eine wesentliche Voraussetzung für die Sicherstellung ausreichender Stromversorgung ist langfristig die Fertigstellung des Blocks 3 und 4 in Mochovce. Die Fertigstellung des KKW Mochovce bedeutet die Sicherung des Stromverbrauchs zu den niedrigsten Kosten und geringen Auswirkungen für Gesundheit und Umwelt. Ein Vorteil ist auch die Preisstabilität und die Möglichkeit der Diversifizierung des Nuklearbrennstoffs. KKW erfordern zwar hohe einmalige Investitionen, haben hohe Anforderungen an die Betriebssicherheit und Entsorgung der Anlage, sind aber andererseits durch die geringen variablen Kosten im Vorteil. Sie sind zur Deckung der Grundlast im Lastendiagramm einsetzbar. Ihre Nutzung zur Gewährleistung von Systemdienstleistungen ist eingeschränkt. Nach der vorzeitigen Abschaltung der Blöcke des KKW V1 sollte es zu den strategischen Prioritäten der Entwicklung des Stromsystems in der SR gehören, mindestens 50 % der Stromproduktion aus KKW zu erreichen, wenn die Grundsätze einer Stromproduktion zu den geringsten Kosten und der langfristigen Schaffung von Bedingungen für eine nachhaltige Entwicklung eingehalten werden sollen.

Die Wärmekraftwerke – ein großer Teil der Wärmekraftwerke befindet sich bereits am Ende ihrer Lebensdauer und das technische Niveau der Anlagen entspricht nicht den aktuellen Kriterien für die Energieumwandlung und oft auch nicht den Umweltschutzanforderungen. Die Hauptbedeutung der Wärmekraftwerke liegt in ihrer Nutzung für die Regulation des Stromsystems. Eine weitere Entwicklung der Wärmekraftwerke wird vor allem von der Verfügbarkeit von Brennstoffen und ihrer Preisentwicklung abhängen. Die Strategie für die Entwicklung der Wärmekraftwerke mit Erdgas als Brennstoff (Gasdampfkraftwerke) muss unter Berücksichtigung der Gaspreise und dessen einseitigen Bezugsquellen sorgfältig geprüft werden. Deren Verwendung empfiehlt sich vor allem für Standorte mit einem Kogenerationspotential. Langfristig ist eine Orientierung auf kohlenstoffarme Technologien mit einer hohen Umwandlungseffizienz empfehlenswert, bzw. die CO₂ –Abscheidung und Lagerung. Es wird angenommen, dass die Verwendung von Kohle zur Stromproduktion weltweit steigen wird, wobei die CO₂ –Emissionen dank neuer Technologien verringert werden können.

Die Stärkung der Infrastruktur, vor allem die Verbesserung der grenzüberschreitenden Leitungen, wird allgemein die Stromversorgungssicherheit erhöhen, kann jedoch die Gesamtsituation der SR nicht lösen, weil zur Ermöglichung dieses Ziels ausreichend Quellen innerhalb des Regulationsbereichs der SR geschaffen werden müssen.

6.7.9 Stromversorgung bis 2013

Das steigende Defizit bei Leistung und Produktion verursacht, dass es nach der Abschaltung des gesamten KKW V1 in Bohunice Ende 2008 und der Abschaltung weiterer Kapazitäten nicht real ist anzunehmen, dass sich dieses Defizit vor 2011 durch die Errichtung neuer größerer Kapazitäten abschwächen ließe.

Die Produktion in den fertig gestellten Blöcken des KKW Mochovce wird für 2013 angenommen. Eine frühere Inbetriebnahme könnte deutlich zu einer Verbesserung der negativen Bilanz von Stromproduktion und Stromverbrauch beitragen, vor allem im Jahre 2012.

Entsprechend der prognostizierten Entwicklung des Stromverbrauchs und der Produktion, kommt es nach der Inbetriebnahme der Blöcke JEMO 34 und der Fertigstellung der begonnenen und geplanten Errichtung von EE in etwa 2013 zu einem kurzfristigen Bilanzausgleich.

Von Seiten der Investoren scheinen zwei Lösungen für neue Kapazitäten in Frage zu kommen. Eine ist die Erneuerung der abgeschalteten Kapazitäten vor allem im Kraftwerk Vojany (440 MW), die zweite die Errichtung von neuen Quellen.

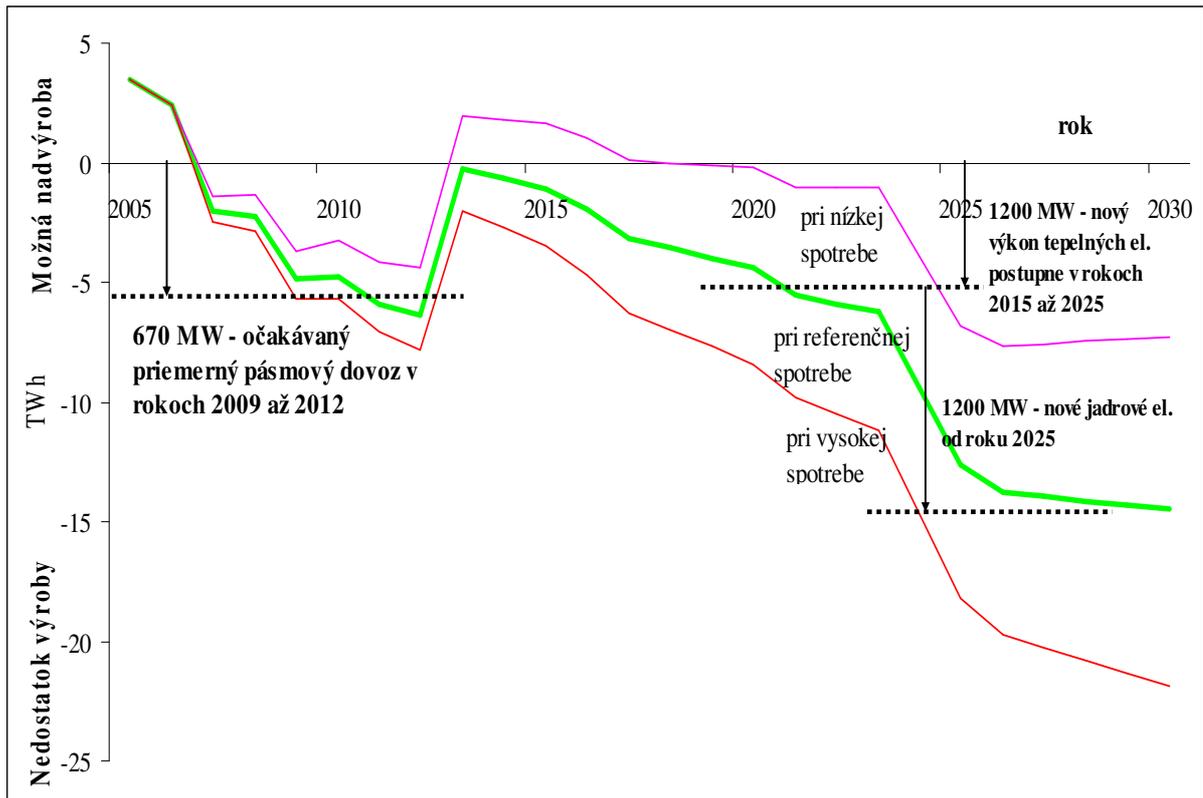
Die Erneuerung der Anlagen in Vojany bietet aufgrund der bereits existierenden Infrastruktur und der Nutzung eines großen Teils der aktuellen Produktionsanlagen die besten Voraussetzungen zur schnellsten Gewinnung von neuen Kapazitäten bei minimalen Kosten für die Realisierung.

Interesse an der Errichtung neuer Kraftwerke wurde für die Standorte Malženice–Gasdampfkraftwerk 417 MW, Stredné Slovensko – Kohlekraftwerk 600 MW, und, Bratislava 800 MW und 58 MW, Strážské Kohlekraftwerk 2x350 MW Panické Dravce – Gaskraftwerk 100 MW, Nitra – Gasdampfkraftwerk 100 MW, Považský Chlmec – Kogeneration 40 MW und Zvolen – Dampfturbine 70 MW.

Die Errichtung neuer Kapazitäten wird nur bei Durchführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen gemäß Gesetz Nr. 24/2006 Slg. realisiert werden, das Umweltministerium ist die Genehmigungsbehörde.

In Hinblick auf die geplante Errichtung neuer Kapazitäten und die Rekonstruktion bestehender Anlage im Kraftwerk Vojany erscheint unter dem Aspekt der Energieversorgungssicherheit die Errichtung einer Erzeugungskapazität auf Kohlebasis am Standort Trebisov mit einer installierten Leistung von 885 MW als ungünstig.

Prognose der Bilanz von Produktion und Verbrauch bei Strom



Quelle: SEPS AG

Legende: 670 MW – erwarteter Grundlastimport 2009 bis 2012, 1200 MW – neue Wärmekraftwerke, schrittweise 2015 – 2025, 1200 MW – neue KKW ab 2005

Bis 2013 kann man nicht realistisch annehmen, dass das entstandene Stromproduktionsdefizit nach der Abschaltung der beiden Blöcke KKW V1 und weiterer Wärmekraftwerke neben der Fertigstellung von Mochovce noch durch eine Ersatzkapazität mit neuen Wärmekraftwerken und Erneuerbaren abgemildert würde. Das entscheidende Moment für die Sicherstellung der fehlenden Elektrizität ist bis 2013 der Import. Eine frühere Realisierung der größeren Wärmekraftwerke würde zur Importverringerung führen, sie könnten allerdings eine bestimmte Periode nach der Inbetriebnahme des KKW JEMO 34 wieder weniger eingesetzt werden, wenn sie ihren Strom nicht auf ausländischen Märkten verkaufen können.

Der größte Strommangel wird für die Jahre 2009 bis 2012 erwartet und kann bei Grundlastimport ca. 600 bis 700 MW darstellen.

Die prognostizierte Bilanz bei Verbrauch und Produktion umfasst den Stromverbrauchsanstieg, die Stilllegung von Quellen, Zuwächse bei der Produktion aus in Bau befindlichen Quellen, die Konzeption zur Entwicklung von Erneuerbaren Quellen, Kogeneration und den Plan für die benötigten neuen Atom – und Wärmekraftwerke.

6.7.10 Stromversorgung 2013 bis 2030

Das strategische Ziel ist eine ausgeglichene Bilanz bei Inlandsproduktion – und verbrauch von Strom bis 2013. Dazu kommt es bei der Produktionsentwicklung

gemäß dem Referenzszenario, wobei die Produktion der fertig gestellten Blöcke 34 Mochovce zur Verfügung stehen wird, die Erhöhung der Leistung von KKW V2 und Mochovce 1 und 2 und auch aus Erneuerbaren Energien entsprechend der Konzeption zu den EE.

Die Strategie für die nächste Periode ist der Erhalt des Gleichgewichts zwischen Verbrauch und Quellen. Die Sicherung der Zuwächse beim Verbrauch und der Ersatz der stillgelegten Kapazitäten wird so gelöst werden, dass es zu einer ausgeglichenen Entwicklung neuer Kapazitäten mit Nuklearbrennstoff und fossilen Brennstoffen kommt. Die neu errichteten nuklearen oder fossilen Kraftwerke werden nach 2013 auf demselben Niveau liegen, nämlich bei je 1200 MW. Bei den Wärmekraftwerken wird mehr in die Entwicklung von neuen Kohlekraftwerken als Ersatz für die abgeschalteten Kapazitäten in Vojany und Novaky investiert werden. Die neuen Kernkraftwerke sollen bis 2025 fertig sein, wenn die beiden Blöcke von Bohunice V2 ihre 40-jährige Betriebsdauer erreicht haben werden. Dann wird sich die Frage nach der Lebensdauererweiterung oder der Errichtung von Blöcken mit höherer Leistung stellen (2x600MW). Die Realisierung von Leistung und Produktion der Erneuerbaren wird in der genehmigten Strategie der Regierung für die Erneuerbaren berücksichtigt.

Die Errichtung großer Wasserkraftwerke wird zurzeit aufgrund der hohen Kosten und bestimmter regionaler Einschränkungen nicht durchgeführt. Langfristig vorbereitet wurden in Studien und Planung die großen Wasserkraftwerke wie Sered mit 52 MW und die energiewirtschaftliche Nutzung der Váh im Abschnitt zwischen Stauanlage Žilina und Stauanlage Lipovec mit 28 MW. Ein wichtiger Impuls für deren Realisierung wären mindestens den Bedingungen für Kleinwasserkraftwerke ebenbürtige wirtschaftliche Bedingungen, denn sie können zur Ökologisierung der Stromproduktion und zur Stromversorgungssicherheit beitragen.

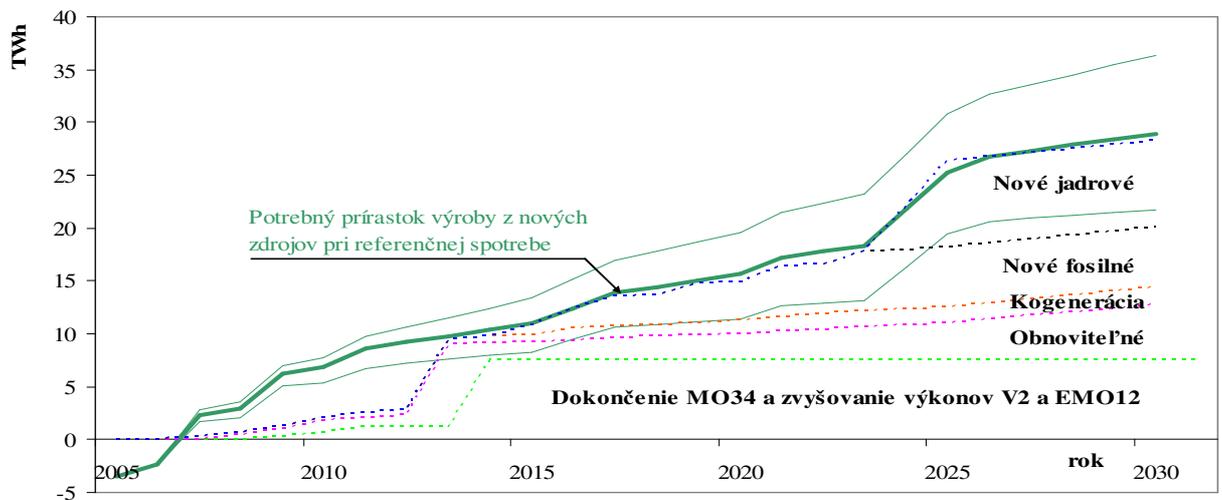
Der prognostizierte starke Anstieg bei der Verwendung von Wind – und Solarenergie für die Stromproduktion bringt Probleme mit der Steuerung des Stromsystems mit sich, da deren Verfügbarkeit nicht vorhersagbar ist und eine starke Leistungsschwankung verursacht. Zur Lösung dieses Problems zumindest teilweise beitragen könnte das Wasserkraftwerk Ipeľ 600 MW, das Energie akkumulieren und in der Stromspitze zur Verfügung stellen kann.

Eine ausgeglichene Bilanz von Produktion und Verbrauch bei Strom kann mit der Realisierung folgender Maßnahmen erreicht werden:

Jahr		2010	2013	2015	2020	2025	2030
KKW	MW	180	1060	1180	1180	2320	2320
Wärme el. und Kogeneration	MW	130	250	440	1050	1610	1630
Erneuerbare	MW	190	450	700	1000	1400	2050
Wasserkraftwerk Ipeľ'	MW				600	600	600
Gesamt	MW	500	1760	2320	3830	5930	6600

Quelle: SEPS, a. s.

Prognose für die Verbrauchsdeckung aus neuen Quellen und Vorschlag zur Abdeckung



Quelle: SEPS, a. s.

Legende: *Notwendiger Produktionszuwachs aus neuen Kapazitäten im Referenz-szenario*

*Neue KKW
Neue fossil
Kogeneration
Erneuerbare*

Fertigstellung von MO 34 und Leistungserhöhung V2 und EMO12

Bis 2030 wird es für eine ausgeglichene Bilanz notwendig sein, die Errichtung von 6 600 MW installierter Leistung aus neuen Blöcken mit einer Produktion von 28,9 MW sicherzustellen. Das empfohlene Programm für die Errichtung von Kapazitäten bis 2030 bei ausgeglichener Bilanz von Produktion und Verbrauch ist wie folgt:

Empfohlenes Programm für die Errichtung von Kapazitäten bis 2030

Beschreibung	Vorschlag zur Realisierung für ein Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung von Strom	Leistung MW	Netzanschluss
	Erhöhung der Leistung von KKW V2 und EMO 1, 2	180	bis 2010
	Fertigstellung EMO 3, 4	880	2012
	Leistungserhöhung EMO 3, 4	60	2015
Erneuerbare	Biomasse + Abfälle + gemischte Verfeuerung	210	bis 2030
	Biogas	270	
	Kleine Wasserkraftwerke	100	
	Große Wasserkraftwerke *	250	
	Windkraftwerke	450	
	Geothermale Kraftwerke	50	
	Solkraftwerke	720	
Klassische Quellen	Erneuerung der Wärmekraftwerke und Errichtung neuer	1130	2014 bis 2025

	Neue Kraftwerke mit Gasdampf-Zyklus	500	2009 bis 2015
	Neues KKW	1200	2024
	Pumpspeicherkraftwerk Ipeľ	600	um 2020
Gesamt		6 600	

Quelle: Wirtschaftsministerium der SR

* Erwartete Leistung der Wasserkraftwerke: Kľačany (4,5 MW), Čunovo – Nutzung von Durchflüssen (13 MW), Váh zwischen Kraftwerk Žilina und Lipovec (18 MW), Sered' (52 MW), Dierová (81 MW), Wolfsthal – Bratislava (148/2=74 MW für SR)

Die Realisierung neuer Stromquellen gemäß der vorgeschlagenen Zusammensetzung bei Erhalt einer ausgeglichenen Bilanz von Verbrauch und Produktion stellt den folgenden Gesamtanteil der einzelnen Energiequellen zur Verbrauchsdeckung dar:

		2006	2010	2013	2015	2020	2025	2030
KKW	%	60,8	42,0	59,2	57,3	53,7	53,5	52,4
Wärme el. und Kogeneration	%	29,4	26,9	23,2	24,6	27,3	27,3	24,7
Erneuerbare	%	15,2	16,2	17,7	18,1	19,0	19,2	23,0
Saldo (Verbrauch-Produktion)	%	-5,4	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Quelle: SEPS, a. s.

6.7.11 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz der SR wird von SEPS AG betrieben, die Mitglied der supernationalen Vereinigung für die Koordination der Stromübertragung ist (UCTE).

Bei so weit verbundenen Netzen ist die Koordination sehr aufwendig und ohne adäquate operative Maßnahmen im Betrieb können schwere Systemstörungen und Abnahmebeschränkungen entstehen.

Daher ist eine der Hauptprioritäten der Energiepolitik der EU die Stärkung der Übertragungssysteme. Der offene Strommarkt zusammen mit einer gesicherten Lieferungen im UCTE- System schafft die Voraussetzungen für die Ausweitung der Zusammenarbeit mit den Nachbarstaaten, vor allem mit den östlichen Stromsystemen.

Die Konzeption für die Entwicklung des Übertragungssystems der SR veränderte sich von extensiv zu intensiv. Die Entwicklung verläuft über die Erhöhung der Übertragungskapazitäten zu den existierenden Standorten und Korridoren. Das im Übertragungsnetz übertragene Volumen an Strom ist ohne eine stärkere Erweiterung möglich.

Die Hauptziele des Übertragungsnetzes für die Sicherstellung der Energieversorgungssicherheit sind die folgenden:

- sicherer und verlässlicher Betrieb des Übertragungsnetzes der SR
- Sicherstellung und Einhaltung der normierten Qualitätsparameter für den übertragenen Strom (Einhaltung der technischen Parameter von UCTE)
- Steuerung des Betriebs des Systems mit dem Ziel langfristig zuverlässiger Lieferungen von Strom an die Abnehmer durch die Aufrechterhaltung der Verbrauchs/Produktionsbilanz in Einklang mit den Bedingungen und Empfehlungen der internationalen Zusammenarbeit im Rahmen von UCTE
- Sicherstellung der Entwicklung des Übertragungssystems, des Investitionsbaus, der technischen Entwicklung, Wartung und Reparatur der Teile des Übertragungssystems und der Lastregulation entsprechend den Anforderungen der Strategie für die Energieversorgungssicherheit.

Zur Erreichung dieser Ziele ist notwendig:

- Ersetzen der physisch und moralisch veralteten Anlagen
- Modernisierung und Erhöhung der Leistung, Sicherheit und Verlässlichkeit existierender Anlagen durch die Installation moderner Elemente und Einführung neuer Technologien
- Einführung neuer Anlagen entsprechend der Entwicklung und steigenden quantitativen und qualitativen Bedürfnissen des Strommarkts
- Erhöhung der Sicherheit und Verlässlichkeit des Übertragungssystems durch die Anwendung der n-1 Kriterien in einer ganzen Reihe von Regulationsbereichen der SR
- Auffinden und präventive Beseitigung von potentiellen Problemstellen bei der Stromversorgungssicherheit.

6.7.12 Sicherstellung von internationaler Stromübertragung bis 2013

Das slowakische Stromsystem ist mit der Ausnahme Österreichs mit allen Nachbarnetzen verbunden und kann die Betriebsbedingungen gemäß den Kriterien der angeschlossenen Systeme erfüllen. Im Jahre 2002 hat der Europäische Rat in Barcelona das Ziel verabschiedet, dem gemäß die MS eine Verbindungskapazität von mindestens 10 % deren innerstaatlichen Verbrauchs haben müssen. In diesem Zusammenhang sind die aktuellen Übertragungskapazitäten von den tatsächlichen Querschnittsleitungen an den grenzüberschreitenden Profilen des Stromsystems der SR für den Betrieb in den angeschlossenen Systemen ausreichend.

Übertragungskapazitäten, abgeleitet von den tatsächlichen Querschnittsleitungen

Zwischenstaatliches Profil des ES SR	M.J.	Max. Übertragungsfähigkeit
Slowakei – CR	MVA	4760
Slowakei – Ungarn	MVA	2770
Slowakei – Polen	MVA	2880
Slowakei – Ukraine	MVA	830

Quelle: SEPS, a. s.

Das zurzeit am stärksten belastete Profil ist das in Richtung Ungarn. Die Last sind teilweise durch den Export aus der Slowakei, durch den Transport Dritter und sog. Kreisströme verursacht. Aufgrund seiner Auslastung werden die Übertragungen mittels Auktionen gesteuert. Die Belastung ist eine Folge starker Stromflüsse aus dem

Westen, Norden und Süden mit Richtung in den defizitären Süden. Dieser Effekt verursacht die starke Belastung des südlichen Profils des Stromsystems der SR.

Die Kapazitäten der zwischenstaatlichen Profile für die Übertragung (Export, Import, Transit) sind durch die Net Transfer Capacity gegeben, die die Operatoren der Systeme aller Netze in Hinblick auf die Betriebssicherheit des eigenen Netzes festlegen. Zurzeit sind für den Winter 2006/2007 die folgenden Werte vereinbart worden:

Nettoübertragungskapazitäten:

Zwischenstaatliche Profile des Energiesystems	M.J.	NTC	Anm.
Slowakei – Ungarn	MW	1100	
Ungarn – Slowakei	MW	800	
Slowakei – CR	MW	900	in beide Richtungen
Slowakei – Polen	MW	750	in beide Richtungen
Slowakei – Ukraine	MW	450	in beide Richtungen
Polen – CR	MW	1660	
CR – Polen	MW	800	

Quelle: SEPS, a. s.

Ein großer Unterschied zwischen NTC und der Übertragungsfähigkeit der zwischenstaatlichen Verbindungen ist durch die Möglichkeiten der innerstaatlichen Netze gegeben, die Übertragung zu verwirklichen. Auf die eingeschränkten Werte der slowakischen Profile haben vor allem die innerstaatlichen ausländischen Netze, oder die Übertragungsnetze der ausländischen zwischenstaatlichen Profile. In Hinblick auf die Möglichkeiten der ausländischen Systemoperatoren (TSO) neue Verbindungen zu errichten kann mit keiner Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen den Netzsystemen gerechnet werden. Mit den angeführten NTC-Werten ist bis 2013 zu rechnen. Bei hohem Defizit des Stromsystems der SR von über 1200 W nach der geplanten Abschaltung der Produktionskapazitäten würde sich der Import zur Deckung dieses Defizits mit gewissen Problemen durchführen lassen. Wichtig wird die Höhe des Minussaldos des Stromsystems sein. Im Falle eines höheren Defizits und Imports aus den genannten Systemen bis zu 1700 MW im normalen Betriebsregime sind die zwischenstaatlichen Leitungen bis zu 80 % ihrer Nominalbelastung genutzt, wobei das Profil Polen-Mähren überlastet wird (Leitung Wielopole – Nošovice).

Bei der Erfüllung der Kriterien der Netzzuverlässigkeit n-1, gefährden die hohen Importe in das Energiesystem der SR nicht direkt das Übertragungssystem der SR, doch übertragen sich die Importprobleme des ES SR auch auf die Nachbarsysteme und es sind negative Reaktionen der betroffenen TSO zu erwarten, die die Übertragungen an den Grenzleitungen zur Einhaltung der Sicherheit des eigenen Netzes sichern wollen.

Bei den Störungen der ausländischen Verbindungen erhöht sich die Belastung der Profils Polen – CR – Slowakei noch weiter, wobei die Leitung Nošovice (CR) – Varin auf 80 % belastet wird. Aus den genannten Gründen ist zu erwarten, dass Importe in die SR von über 1200 MW nicht realistisch sind.

Der erwartete Bedarf an Grundlastimport von 670 MW wird durch Importe aus der CR und Polen ohne Einschränkungen an den aktuellen zwischenstaatlichen Verbindungen realisierbar sein. Ein Exportpotential hat auch die Ukraine, doch ist ihr Export als Nicht-Mitglied in UCTE durch die Regeln für den Betrieb der Burštýn-Insel eingeschränkt. Diese Einschränkungen können durch den Anschluss weiterer Produktionskapazitäten durch geeignete Technologien, z. B. die Errichtung von Verbindungen in einer Richtung überwunden werden.

Das erwartete Defizit im System der SR gefährdet nicht direkt die Versorgung. Das ist allerdings von der Inbetriebnahme der geplanten Produktionskapazitäten abhängig, mit denen sich das Defizit der SR auf das genannte Niveau von 670 MW reduziert. Ein Problem bei den Importen ist das innerstaatliche Netz, an das der Großteil der abgeschalteten Kapazitäten in das 220-kV-Netz angeschlossen ist. Neue Produktionsanlagen, die das Defizit auf 670 MW verringern, werden in das 400 kV-Netz angeschlossen werden. Dadurch verliert das 220-kV-Netz die Funktion eines Übertragungssystems und es werden die Gründe für eine prinzipielle Betriebseinschränkung gestärkt. Der Verlust der Übertragungsmöglichkeiten des 220-kV-Netzes müssen mit dem 400 kV-Netz kompensiert werden und durch die Realisierung der 400/110kV-Transformation, die es ermöglicht, die Belastung des 220-kV-Netzes bis zu seiner endgültigen Stilllegung zu verringern. Am stärksten werden diese neuen 400/110kV-Transformatoren in den Elektrostationen Križovany, Lemešany, Bystričany und Medzibrod angewendet. Die 400-kV-Leitung wird prinzipiell als doppelte realisiert werden.

Auch wenn das Defizit mit Importen abgedeckt werden kann, so ist für den Parallelbetrieb des Übertragungsnetzes der SR im UCTE-System eine ausgeglichene Lastbilanz am günstigsten. Die Regeln von UCTE ermöglichen einen Import von bis zu 20 % des Verbrauchs, doch bedroht der hohe Importanteil die Betriebsfähigkeit des Systems wie auch die Verfügbarkeit von Strom. Die Risiken bei der Versorgung der SR aus dem Ausland liegen nicht nur bei der Abhängigkeit von ausländischen Quellen und der Sicherstellung der Systemregulation, sondern auch den Möglichkeiten der Übertragung auf dem Gebiet der SR. Die Importe von Stromleistungen haben eine negative Auswirkung auf die Möglichkeit in Realzeit ein funktionelles Stromsystem aufrechtzuerhalten, auch wenn das Übertragungsnetzsystem der SR relativ gut ist. Die Errichtung neuer zwischenstaatlicher Verbindungen, die die Versorgungssicherheit verbessern würden, ist von den Verträgen mit ausländischen Partnern abhängig und den aktuellen Verhandlungen zufolge nicht vor 2013 real.

Im Interesse der Erhaltung von Zuverlässigkeit und Sicherheit des Betriebs des Stromsystems in den verbundenen Systemen ist es notwendig im Übertragungssystem der SR Betriebsmaßnahmen anzuwenden, die das Risiko von großflächigen Störungen verhindern:

- Bestimmung von spezifischen Bedingungen in den Nachbarnetzsystemen, die bei den Sicherheitsanalysen und regelmäßigen Kontrollen über die Einhaltung der Verlässlichkeitskriterien n-1 des Systems zu berücksichtigen sind, wie auch mit Elementen, die außerhalb des Energiesystems der SR sind
- Neubewertung und Aktualisierung des Plans zur Abwehr von Systemstörungen und des Plans für die Erneuerung des Systems nach einer großflächigen Störung bei der Koordination mit den Tätigkeiten der Distributionssysteme

- Sicherstellung eines erhöhten Informationsaustauschs über die Ergebnisse der Sicherheitsanalysen, operativer Angaben zwischen den TSO, Herstellern und Distributoren.

6.7.13 Sicherstellung der internationalen Stromübertragung 2013 bis 2030

Nach der Inbetriebnahme von KKW Mochovce 3,4 im Jahr 2013 und einer in etwa ausgeglichenen Bilanz beim Stromsystem der SR werden die Leistungsverhältnisse bei den Übertragungen zwischen den Nachbarsystemen auf etwa dem heutigen Niveau sein. Die Stärkung des südlichen zwischenstaatlichen Profils wird allerdings noch immer aktuell sein.

Realisiert werden kann die Errichtung einer neuen 400 kV-Leitung in der Trasse Moldava bzw. Rimavská Sobota – Sajoivanka (Ungarn) und der Trasse Stupava – Wien SO (A) entsprechend Terminvereinbarung mit der zweiten Seite. Für die Realisierung der 400kV-Leitung Stupava – Wien SO gibt es einen geltenden Vertrag über die Errichtung mit der österreichischen Seite. Es wird auch mit einer alternativen Lösung durch die Verbindung mit einer doppelten 400kV- Leitung von Station Podunajská Biskupice als Anbindung and die Leitung Győr (Ungarn) – Wien SO gerechnet. Diese Lösungen müssen auch von der ungarischen Seite akzeptiert werden.

Die Errichtung der zweiten 400 kV- Leitung der slowakisch – polnischen Verbindung der Trasse Varin – Bytczyna ist laut der polnischen Seite in den Jahren 2015 bis 2020 möglich.

Im Fall der Entscheidung für die Errichtung eines supernationalen gesamteuropäischen Übertragungsnetzes bis 2030 zur Erhaltung eines verlässlichen Betriebs der Übertragungstrassen ist in der SR mit unkonventionellen Übertragungsmitteln auf der Grundlage von Übertragungen in einer Richtung zur rechnen, oder mit Spannungen von über 400 kV.

Die Erweiterung der synchronen Zusammenarbeit UCTE mit den östlichen Systemen IPS/UPS wirkt sich auf die Übertragung in den Systemen der SR aus. Für das Elektrizitätssystem der SR erweitert sich die Möglichkeit des Imports auch aus östlicher Richtung, aber gleichzeitig erhöhen sich auch die Anforderungen an den Transit und die Verlässlichkeit des Systems. Die Analysen und die Verhandlungen mit den Vertretern der betroffenen Systeme sollen schnell einen Parallelbetrieb möglich machen und dadurch das Stromaustauschpotential erhöhen. Ein Parallelbetrieb dieser Systeme ist nicht vor 2013 zu erwarten. Kurzfristig kann der Stromaustausch durch die Errichtung von Verbindungen einer Richtung und die Leistungsableitung in die Ukraine erhöht werden. Für eine zuverlässige Sicherstellung dieser Übertragung im System der SR ist eine Erhöhung der Übertragungsfähigkeiten des slowakisch – ukrainischen Profils notwendig. Dazu gehört die Rekonstruktion und gleichzeitige Erhöhung der Kapazität der 400kV-Leitung Mukačevo – Velké Kapušany – Lemešany, die auch im Einklang mit dem Ersatz des 220-kV Netzes in der SR steht.

Bei großen Investitionen in die Stromproduktionskapazitäten in der SR könnte ein Überschuss entstehen, der im Ausland verkauft werden muss. Die Produktionsmenge, die zu exportieren wäre, ist dann nicht nur von den innerstaatlichen Netzen abhängig,

die zu diesem Zwecke errichtet werden können, sondern vor allem von den zwischenstaatlichen Verbindungen und den Möglichkeiten der ausländischen Netze. Beim aktuellen Stand handelt es sich um den limitierenden Wert von 900 MW, bei dem keine Überlastung der Leitung eintritt und die Kriterien n-1 auf dem am stärksten belasteten Profil Slowakei – Ungarn eingehalten werden können.

6.7.14 Verlässlichkeit und Stabilität des innerstaatlichen Netzes bis 2013

Unter dem Aspekt der Entwicklungskonzeption für das Übertragungsnetz in den 90er Jahren verläuft zurzeit eine entscheidende Etappe der schrittweisen Auflösung des 220-kV Netzes und dessen Ersatz durch das 440-kV-Netz. Das Konzept für das 440-kV-Netz wurde langfristig festgelegt und wird bis 2030 schrittweise verdichtet. Die schrittweise Verstärkung hängt eng mit dem Ersetzen des 220-kV-Netzes zusammen.

Das 220-kV-Netz entspricht nicht den Kapazitätsanforderungen der Übertragung und aufgrund seines Alters ist es eine Quelle für Störungen innerhalb des Systems und einen höheren Bedarf bei Reparatur und Wartung. Die Quellen, die das 200-kV-Netz speisen und daran angeschlossen sind, werden aus technischen Gründen stillgelegt. Die größte Auswirkung auf den Betrieb des Stromsystems hat die Stilllegung des KKW Bohunice V1. Zusammen mit der Abschaltung der Blöcke ENO B3,4 und EVO I 3,4 verringert sich die Einspeisung in dieses Netz. Die aktuellen Übertragungsmittel (400/220 kV-Transformatoren) und die übrigen Kapazitäten im 220 kV-Netz und die niedrigeren Spannungsniveaus ermöglichen es nicht, diese Leistung zu ersetzen. Eine Lösung ist die Fortsetzung der Lastverringern im 220-kV-Netz durch die Verschiebung der Last aus der 220/110 kV-Transformation auf die 400/110 kV-Transformation und die Errichtung von ausschließlich 400/110 kV-Transformationen im Übertragungssystem. Zurzeit ist die Transformation 400/110 kV Križovany und die 400/110 kV-Transformation Lemešany bereits realisiert. Trotz dieser Maßnahmen verringert sich die Verlässlichkeit des 200-kV-Netzes und damit die Sicherheit für die Strombezieher. Zur Stilllegung des 200-kV-Netzes ist eine weitere Errichtung von 400/110 kV-Transformationsleistungen und 400kV-Leitungen nötig.

Daher ist mit dem begonnenen Ersatz des 220 kV-Netzes unter Einhaltung des Errichtungstermins und des Zeitplans für die Stilllegung der Produktionskapazitäten in diesem System fortzufahren.

Die wichtigsten Investitionsvorhaben für die Einschränkung und den Ersatz des 220 kV-Netzes und die damit zusammenhängende Entwicklung des 440 kV-Netzes sind:

- Fertigstellung der Errichtung der Transformation 400/110 kV Križovany und Lemešany als Maßnahmen, die durch die Abschaltung von EVO I 3,4 und V1 hervorgerufen wurden.
- Fertigstellung der Bauten 2x400 kV der Leitung Lemešany- Moldava und Anschluss von US Steel an das 400 kV-Netz. Damit wird das 220 kV-Netz der Ostslowakei entlastet und die Abhängigkeit der Region von EVO I reduziert.
- Realisierung eines Komplexes von Bauten für die 400/110 kV-Transformation in Medzibrod, die auch den Bauten 2x400 kV –Leitung Ružomberok – Medzibrod, dem 400 kV-Verteiler und der 400/110 kV-Transformation besteht. Diese Bauten haben beim Ersatz des 220 kV-Netzes eine entscheidende Rolle. Die bestehende 220 kV- Verbindung Sučany – Medzibrod – Lemešany, die den westlichen und den östlichen Teil des 220

kV-Netzes verbindet, wird durch die 220 kV-Leitung Sučany – Medzibrod verkürzt.

Die Errichtung des Übertragungssystems, das nicht direkt mit dem Ersatz des 220 kV-Netzes zusammenhängt, aber für den Anschluss der neuen Produktionskapazitäten und die verlässliche Deckung des Zuwachses bei der Abnahme notwendig ist, kann folgendermaßen zusammengefasst werden:

- Bautenkomplex 2x400 kV-Leitung Velky Dur- Gabčíkovo. Dadurch kommt es zur Verbindung der großen Produktionskapazität des KKW Mochovce und des Wasserkraftwerks Gabčíkovo. Eine wesentliche Verbesserung der Zuverlässigkeit ist deren Anschluss in das Stromsystem und stellt die geforderte Verlässlichkeit des Anschlusses von EMO 3,4 sicher;
- die Vorbereitung und Errichtung neuer 400/110 kV-Transformationseinheiten in den existierenden Stationen Varin, Bošaca und Stupava (eventuell auch Moldava);
- installierte Leistung der 400/110 kV-Transformatoren, eventuell 220/110 kV muss so sein, dass keine Abhängigkeit von den betriebenen Quellen besteht, die in das Distributionssystem einspeisen (Produktion bis Spannungsniveau 110 kV, eventuell niedriger);
- Austausch der veralteten 400/110 kV-Transformatoren gegen neue mit einer Nominalleistung von 350 MVA;
- Installation von 8 Kompensationsdämpfern zu 45 MVar, angeschlossen an die tertiären 400/110 kV-Transformatoren Križovan, Lemešany, Rimavská Sobota und Varin. Es ist notwendig auch die 400 kV-Dämpfer in Velké Kapušany auszutauschen. Ziel ist die Erhaltung der Stabilität des Betriebs und der Spannungsregulierung im Energiesystem der SR aufgrund bedeutender Veränderungen im ES SR;
- Übergang der Elektrostationen auf Fernsteuerung und Betrieb ohne Bedienungspersonal;
- Modernisierung und Errichtung der Infrastruktur des Übertragungssystems – Reservesteuerungssystems (Dispatching), Entwicklung der Systeme für Telekommunikation und Steuerung, des Messsystems u.ä.

Die aufgezählten Vorhaben tragen entscheidend zur Sicherstellung einer ausreichenden Zuverlässigkeit des Stromsystems bei. Ziel der Realisierung von Ausbau und Erneuerung der Transformationsleistung aus dem Übertragungssystem in das Distributionssystem ist, dass alle installierten Transformationseinheiten in allen Regionen die Kriterien n -1 erfüllen. Dazu ist ein Zusammenwirken bei der Entwicklung der Distributionssysteme notwendig.

Bei der Deckung der regionalen Ansprüche an die Transformationsleistung ist eine enge Zusammenarbeit der Betreiber des Übertragungssystems mit denen des Distributionssystems notwendig. Wichtig sind dabei die großen Städte, vor allem die Hauptstadt Bratislava wie auch die Industrieparks und große Produktionsunternehmen.

Die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Betriebs des Übertragungssystems erfordert eine zuverlässige Steuerung des Systems in Realzeit. Die neuen Systeme für Steuerung, Information und Telekommunikation SED erfüllen diese Anforderungen. Für außerordentliche Situationen ist auch ein woanders befindliches Reservesteuerungssystem notwendig. Das Fernsteuerungssystem ist benötigt höhere

technologische Verlässlichkeit der einzelnen Elemente der Stationen, was einen direkten Ersatz von unzuverlässigen Teilen erfordert, oder ihre Verbesserung, dass die Fernsteuerung funktioniert und damit die Zuverlässigkeit erhöht.

6.7.15 Verlässlichkeit und Stabilität des innerstaatlichen Übertragungsnetzes 2013 bis 2030

Nach 2012 wird der Ersatz des 220-kV-Netzes durch weitere Bauten fortgeführt werden, die regionale Bedeutung haben. Für den vollständigen Ersatz des 220-kV-Netzes in der Ostslowakei handelt es sich um den Bautenkomplex 2x400 kV-Leitung Lemešany – Vola – Velké Kapušany und in der Westslowakei um die Bauten 2x400 kV-Leitung Horná Ždaňa – Bystričany – Bošáca. Die übrigen 220/110 kV Transformatoren werden bei der Rekonstruktion auf die 400/110 kV Transformatoren gelöst werden. Das 220-kV-Netz wird durch die genannten Bauten bis 2022 ersetzt werden.

Eine weitere Entwicklung des innerstaatlichen 400-kV-Netzes wird sich auf das Anschließen der großen Produktionskapazitäten konzentrieren, die Deckung der Last und Einhaltung eines zuverlässigen Betriebs des 400-kV-Netzes. Es handelt sich um den Anschluss der Quellen am Standort Bohunice und Mochovce, bzw. Kecerovce, neuer Wärmekraftwerke, und Pumpwasserkraftwerke Ipel u.ä. Daher wird mit dem Bedarf von ca. 250 km neuer doppelter 400-kV-Leitungen gerechnet. Bei den bisher betrachteten Projekten handelt es sich um die Leitung Rimavská Sobota – Ipel – Horná Ždaňa – Medzibrod. Bis 2030 werden aufgrund der Überalterung alle bisherigen Transformationseinheiten ausgetauscht werden. Der Bedarf an Transformationsleistung bei den Elektrostationen wird auf das Doppelte der maximalen Leistung geschätzt.

6.7.16 Distributionssystem

Das Distributionssystem der Stromwirtschaft besteht zurzeit aus dem Netz mit Spannungsniveaus 110 kV, 22 kV und 0,4 kV. Diese Spannungsniveaus entsprechen langfristig der Stromdistribution in der SR.

Die Entwicklung der Industrie, der Haushalte und Besiedlung erfordert eine immer höhere Leitungsdichte und mehr Stationen des Distributionsnetzes vn. Das vn-Netz wird vom 110-kV-Netz gespeist, das das Hauptspeisenetz für die Stromdistribution bildet.

Bei der Lösung des 110-kV-Netzes wird die Anbindung an das errichtete Netz erhalten. Die aktuelle Praxis beim Betrieb des 110-kV-Netzes ist die, dass zu jedem Einspeisepunkt, eventuell mehreren aus dem Übertragungsnetz ein gewisser technisch bestimmter Versorgungsbereich zugeteilt wird, der aus dem zugehörigen Teil des 110-kV-Netzes besteht. Durch diese Lösung ist der Betrieb einfacher und leichter zu überblicken.

Die Errichtung der 110-kV-Leitungen wird als Doppelleitung mit einem Querschnitt von 240 mm² AlFe realisiert. Diese Konzeption ist einzuhalten, wobei je nach Bedarf

auch höhere Querschnitte verwendet werden können. Zur Verringerung der Anforderungen an die Wartung und damit auch die Verbesserung der Verlässlichkeit ist es notwendig Masten mit einem Korrosionsschutz zu verwenden.

An sehr kritischen Abnahmestellen werden Anlagen mit einer maximalen Zuverlässigkeit verwendet werden. Zum Ausschluss von menschlichem Versagen ist bei der Steuerung des Distributionssystems eine Fernbedienung aller Elektrostationen notwendig, die zurzeit noch mit Personal besetzt sind.

Bei der Entwicklung des Distributionssystems ist es notwendig auch der Speisung aus dem Übertragungssystem und den lokalen Quellen Aufmerksamkeit zu schenken. Das sind vor allem Erneuerbare und klassische Wärmequellen mit niedrigerer Leistung, die das lokale Distributionsnetz zuverlässig zur lokalen Abnahmestelle leiten kann. Der Anschluss dieser Quellen kann dieses Netz nicht überlasten. Die zeitliche Unzuverlässigkeit der Produktion der EE, vor allem der Windkraftwerke, erhöht die Anforderungen an die Stromverteilung, die auch bei Ausfällen von Primärenergien der EE die Abnehmer zuverlässig zu versorgen hat. Der Plan zum Anschluss der verteilten Produktion ist daher mit der Entwicklung des Übertragungssystems zu koordinieren.

Der Trend zum Verbrauchsanstieg bei den Kleinabnehmern setzt eine deutliche Verstärkung von Verteileranlagen voraus. Die Transformatorstationen und das Netz werden so zu lösen sein, dass die Transformatorstationen miteinander verbunden sind und dass beim Ausfall eines Transformators der Betrieb des Netzes ohne Einschränkung und in ausreichender Qualität möglich ist, wenn dies technisch machbar und geeignet ist.

6.7.17 Möglichkeiten für die Diversifizierung von Stromlieferungen, Entwicklungen bei der Distribution

Die Entwicklung einer gleichmäßig diversifizierten Stromproduktion wird durch die Energiepolitik der EU gefördert und in der SR wird mit deren dynamischer Entwicklung gerechnet. Die aktuellen Anforderungen an den Anschluss vor allem von Windkraftanlagen kann nicht durchgeführt werden, ohne die Versorgungssicherheit zu beeinträchtigen. Die verteilte Produktion erfordert daher zusätzliche Investitionen in das Distributionssystem vor allem auf Gebieten, die nicht Gegenstand der Lieferung sind. Die verteilte Produktion verringert daher nicht die Investitionen in das Distributionsnetz zur Lastabdeckung.

Die Diversifizierung der Stromlieferungen in das Distributionssystem in der Form von Erneuerbaren Energien erfordert daher erhöhte Investitionen für eine sichere und zuverlässige Lösung des Übertragungs – und Distributionssystems.

6.7.18 Sicherheit der Stromlieferungen aus dem Distributionssystem bis 2013

Die Leistungsreserven im einspeisenden 110 kV-Netz sind zurzeit an einigen Stellen ausgeschöpft, daher sind für die Stromversorgungssicherheit hohe Investitionen nötig. In der Westslowakei wird die Rekonstruktion der 110 kV-Leitung im Umfang von 300 km und die Errichtung von neuen Leitungen von 90 km durchgeführt. Es wird die Transformationsleistung 110/22 kV erhöht, und die Rekonstruktion eines Teils einiger

110-kV-Verteiler. Mit einer erhöhten Transformationsleistung wird vor allem für die Hauptstadt der SR, Bratislava gerechnet.

In der Mittelslowakei ist es notwendig 75 km Doppelleitung 110 kV und 45 Felder in den 110-kV Verteilern zu errichten.

Die Erhöhung Versorgungssicherheit in der Ostslowakei wird vor allem auf dem Niveau des Übertragungssystems mit der Errichtung der 400/110 kV-Transformation Lemešany realisiert. Diese Lösung erfordert die Ausleitung der Transformationsleistung in das Distributionssystem und die damit verbundene Rekonstruktion des 110 kV-Netzes im Gebiet Lemešany. Weitere Maßnahmen hängen mit der Versorgung der Städte Košice und Prešov und der Verstärkung des 110 kV-Systems durch die Rekonstruktion der 110kV- Leitungen zusammen. Es handelt sich um die Korridore Spišská Nová Ves – Dobšiná, Lemešany – Voľa und Spišská Nová Ves – Krompachy.

6.7.19 Sicherheit der Stromlieferungen aus dem Distributionssystem 2013 bis 2030

Die Sicherheit bei der Stromversorgung aus dem Distributionssystem in der nächsten Periode wird sich auf die Ausweitung des Netzes, den Anschluss von Industrieparks und Windparks in das Stromsystem konzentrieren. Es wird zu Veränderungen bei der Einbindung des 110kV Systems in allen Versorgungsgebieten kommen.

Aufgrund der Entwicklung der Hauptstadt Bratislava und dadurch einer deutlichen Verbrauchssteigerung wird im Versorgungsgebiet Podunajské Biskupice – Stupava die Errichtung neuer 110/22 kV Einspeisestellen und 110 kV Leitungen notwendig, vor allem Kabelleitungen. Ebenso geplant ist die Verstärkung der Transformation AC/DC für die Region Podunajské Biskupice – Stupava, wie auch ein Lastabstieg in der Region Trnava, Pezinok, Senec und Veľké Leváre, Čáry.

Die Entwicklung der Mittelslowakei ist auf die Einspeisung an Stellen ausgerichtet, die eine steigende Abnahme aufweisen. Das sind Nová Baňa, Púchov, Lučenec, Námestovo, Ružomberok und Turčianske Teplice.

Die Entwicklung in der Ostslowakei ist auf die Einspeisung im Knoten Moldava und Voľa ausgerichtet und beruht auf einer Verstärkung des 110 kV Netzes.

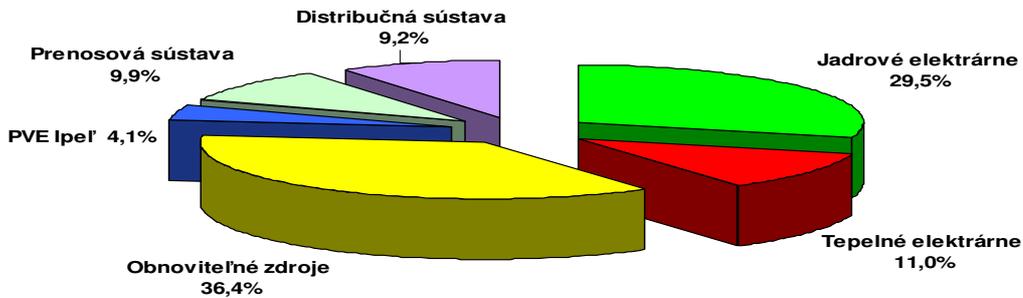
6.7.20 Investitionsbedarf

Das Entwicklungsprogramm sieht für die Erreichung einer ausgeglichenen Bilanz von Verbrauch und Produktion von Strom die Investitionen von rund 16 Mrd. Euro bis 2030 vor. Der größte Investitionsanteil ist für die Erneuerbaren mit 44 %, etwas weniger für Kernenergie mit 36 %, Wärme 15 % und die Errichtung des Pumpkraftwerks Ipel 5 %.

Die Investitionen für Erneuerbare zur Stromerzeugung sind hoch. Sie stellen fast die Hälfte aller Investitionen in neue Kapazitäten dar, wobei der Kapazitätszuwachs nur ein Drittel beträgt und die Stromproduktion nur ein Fünftel der Menge beträgt, die für das Jahr 2030 sicherzustellen ist.

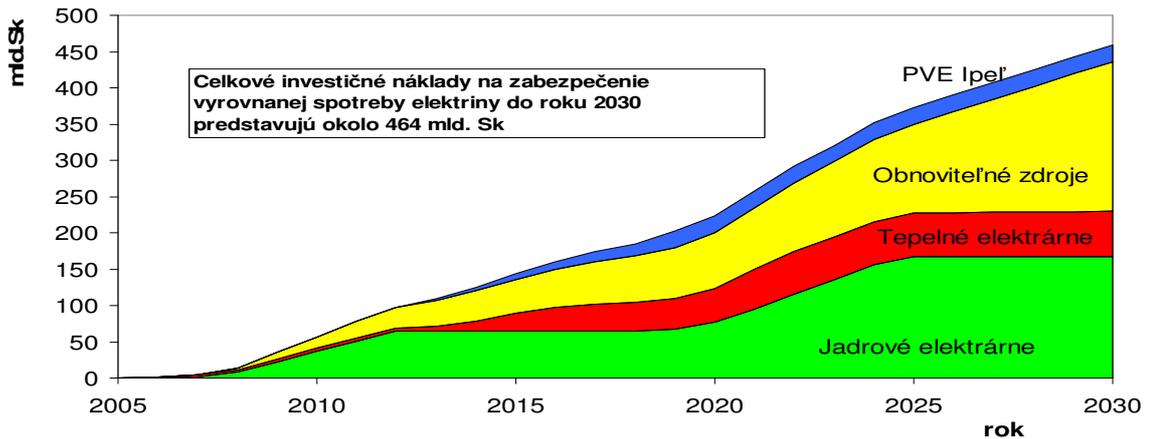
Die Entwicklung des Stromsystems der SR einschließlich des Übertragungs – und Distributionssystems erfordert bis 2030 über 20 Mrd. Eur.

Anteil der Investitionserfordernisse an der Entwicklung des Stromsystems für Kapazitäten bei einer ausgeglichenen Produktions – und Verbrauchsbilanz bis 2030 (Quelle SEPS) in Mrd. Euro



Legende: rot: Wärmekraftwerke, gelb: Erneuerbare, blau: Pumpspeicher Ipeľ, mintgrün: Übertragungssystem, lila: Distributionssystem, grün: KKW

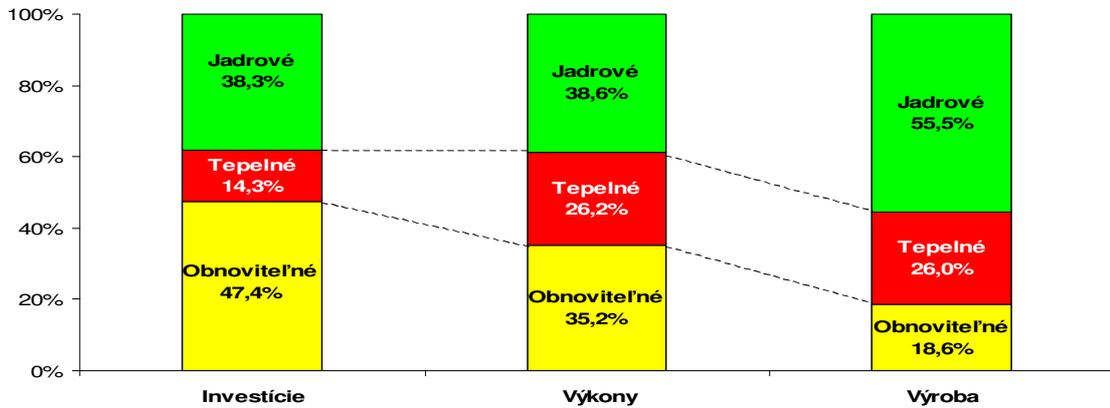
Kumulative Investitionsanforderungen für Kapazitäten bei einer ausgeglichenen Bilanz von Stromverbrauch und Stromerzeugung. Quelle: SEPS, 464 Mrd. Sk = 16 Mrd. Euro



Legende: grün: KKW; rot: Wärmekraftwerke; gelb: Erneuerbare; blau: Pumpspeicherwerk Ipeľ.

Quelle: SEPS, a. s.

Zuwachsprognose bei den einzelnen Quellen bis 2030



Legende: grün: KKW; rot: Wärmekraftwerke; gelb: Erneuerbare;
 Quelle: SEPS, a. s.

6.7.21 Prioritäten bei der Strategie der Stromversorgungssicherheit

Kritische Jahre bei der Stromversorgungssicherheit in der SR werden die Jahre 2009 bis 2013 sein, d.h. nach der Stilllegung des zweiten Blocks von V1 Bohunice und der Blöcke in Vojany und Novaky, wenn die Gesamtleistung der in Bau befindlichen Blöcke Mochovce 34 noch nicht zur Verfügung steht.

Die Strategie zur Energieversorgungssicherheit in der SR richtet sich daher vor allem auf den Beschluss von mittelfristigen Maßnahmen, d.h. ca. bis 2013 und dann wird die Ausrichtung bis 2030 festgelegt werden.

6.7.21.1 Strategische Prioritäten bis 2013

1. Ersatz für die Stilllegung der heimischen Stromproduktionskapazitäten. Ein Gleichgewicht kann 2013 durch die folgenden Maßnahmen erzielt werden:
 - Einsparungen auf Verbraucherseite,
 - Fertigstellung des KKW Mochovce 3 und 4 einschließlich der damit zusammenhängenden Investitionen,
 - Leistungserhöhung von V2 Bohunice und Mochovce 1,2,
 - Realisierung von Stromquellen entsprechend dem Programm für die EE,
 - schrittweise Realisierung von Kogeneration und Wärmekapazitäten.

Die Inbetriebnahme weiterer größerer Kapazitäten kann temporär den Mangel an Produktionskapazitäten vor der Fertigstellung von Mochovce lösen. Nach dessen Inbetriebnahme kommt es für eine gewisse Zeit zu Überkapazitäten auf dem Strommarkt der SR. Vorher ist keine Milderung des Strommangels zu erwarten, denn zurzeit wurde mit dem Fertigbau noch nicht einmal begonnen, noch ist die Projektdokumentation fertig. Die Realisierung muss auf die schrittweise Deckung des Bedarfsanstiegs und den Ersatz der stillgelegten Kapazitäten nach 2014 ausgerichtet werden.

2. Zwischen 2009 und 2012 wird es notwendig, auf dem liberalisierten Markt 6400 GWh jährlich zu sichern, was 15 bis 20 % des geplanten Stromverbrauchs der SR entspricht. Der Import darf aufgrund der Beschränkungen der zwischenstaatlichen Übertragungsnetze 1200 MW nicht übersteigen.
3. Ein großes Risiko für die Stromverbrauchsicherheit ist ein Mangel an Systemdienstleistungen für die Regulation des Energiesystems der SR. Aus diesem Grund muss mit der Nutzung von EVO 2 zu diesem Zwecke gerechnet werden. Ebenso empfohlen wird die Betriebsverlängerung der Blöcke 3 und 4 ENO B im öffentlichen Interesse bis zur Errichtung neuer Wärmekraftwerke. Es ist allerdings mit höheren Kosten für die Systemdienstleistungen zu rechnen, vor allem aufgrund der hohen Kosten von EVO 2.
4. Zur Sicherung der Sekundärregulation wird eine verfügbare Leistung von etwa 4 % der gesamten Last des Energiesystems empfohlen. Durch den Anstieg des Windkraftanteils werden die Ansprüche an die Systemdienstleistungen höher.
5. Aufgrund des Reserveleistungsdefizits ist es notwendig vorübergehend die Errichtung von Windkraft zu regulieren. Eine stärkere Entwicklung ist erst möglich, nachdem der verträgliche Windkraftanteil in einer Studie festgestellt wurde. Diese bewertet auch deren Auswirkung auf die Stromversorgungssicherheit und nennt die Kosten, die dadurch anfallen und legt die Regeln zu deren Deckung auf.
6. Die Verabschiedung von gesetzlichen Maßnahmen über die Pflichten der Marktteilnehmer, relevante Daten für die Bestimmung der Stromversorgungssicherheit bereitzustellen.
7. Festlegung eines eindeutigen und angemessenen und stabilen Regulationsrahmens zur Schaffung der Bedingungen für die Förderung von Investitionen in die Produktionskapazitäten, neuen Übertragungsleitungen, die Wartung und Erneuerung der Netze und Anlagen im Zusammenhang mit der Verbrauchssteuerung.
8. Inkrafttreten der Gesetze, anderer Rechtsvorschriften und administrativer Maßnahmen für die Erfüllung der Richtlinie 2005/89/EG über die Maßnahmen zur Sicherstellung der Stromversorgung und der Infrastrukturinvestitionen.
9. Schaffung von Bedingungen für den Betrieb ausreichender Produktionstechnologien, die eine volle Abdeckung der Regulationsreserven in der Form von Systemdienstleistungen abdecken können. Gleichzeitig auch die Entwicklung von Instrumenten, die die Ausweitung der Importmöglichkeiten der Systemdienstleistungen unterstützen.
10. Anlagen zur Stromerzeugung von über 50 MW sollten auch Systemdienstleistungen zur Sicherstellung der Betriebszuverlässigkeit des Stromsystems leisten können.
11. Novellierung der Gesetzgebung im Bereich des Luftgüteschutzes, so dass ein Weiterbetrieb der Blöcke 3 und 4 ENO B möglich ist.
12. Fortsetzung der Verhandlung mit Ungarn, um das Problem des Wasserkraftwerks Gabčíkovo – Nagymaros zu lösen.
13. Schaffung von Bedingungen bei der Erhöhung der Kapazitäten für den zwischenstaatlichen Stromaustausch. Prioritär ist eine neue zwischenstaatliche Verbindung an der südlichen Grenze zu schaffen.
14. Ersatz des 220 kV-Systems durch Technologien auf Spannungsniveau 400 kV. Neben den Bauten für diesen Zweck ist mit der Sicherstellung der Bauten für die 440/11kV Transformation Medzibrod zu sorgen.

15. Sicherstellung der Entwicklung eines 400 kV- Übertragungssystems für die Stromversorgungssicherheit der SR so, dass das System die Verlässlichkeit und Qualität gemäß UCTE erfüllt. Bei veralteten Systemen und den Elementen des 400 kV- Übertragungssystems ist deren Austausch zu realisieren.
16. Sicherstellung der Realisierung der Maßnahmen im Zusammenhang mit der Einbindung neuer Quellen in das Stromsystem. Die Aufmerksamkeit ist der Realisierung des Netzanschlusses der Blöcke 3 und 4 des KKW Mochovce durch die Bautenkomplexe 2x400 kV der Leitung Velky Dur- Gabčíkovo zu widmen.
17. Sicherung der Modernisierung und des Ausbaus der Infrastruktur für das Übertragungs – und Distributionssystem, vor allem beschleunigte Realisierung der Fernsteuerung der Elektrostationen des Übertragungssystems und der Distributionssysteme und die Realisierung eines Reserve - Lastverteilers.
18. Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren Energiequellen durch die Schaffung von Bedingungen für deren Anschluss an das Stromsystem und einen sicheren Betrieb des Systems.
19. Einhaltung von Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromversorgung durch Betriebsmaßnahmen, die die von UCTE bestimmt werden.
20. Sicherstellung der Entwicklung des 110kV Distributionsnetzes so, dass die Kriterien der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Stromlieferqualität durch die Betriebsregeln in den entscheidenden Regionen der SR gegeben sind.
21. Erneuerbare Quellen sind in das Stromsystem durch die Koordination der Übertragungs, – und Distributionssysteme und der Produzenten so aufzunehmen, dass sich die Zuverlässigkeit, Sicherheit und Qualität bei der Stromlieferung für Endverbraucher verbessert.
22. Ausweitung der vn und nn Netze so, dass eine hohe Sicherheit bei der Stromlieferqualität erreicht wird.

6.7.21.2 Prioritäten bei der Strategie der Stromversorgungssicherheit 2013 bis 2030

Die Hauptausrichtung im Bereich der Entwicklung der Stromwirtschaft wird auf die Sicherung ihrer Zuverlässigkeit, Konkurrenzfähigkeit und Nachhaltigkeit abzielen. Zur Erfüllung der genannten Ziele wird vor allem die Gestaltung der Energieeinsparprogramme wichtig, die Nutzung aller verfügbaren kohlenstoffarmen Produktionstechnologien mit einer hohen Energieeffizienz (KKW, Wärmekraftwerke, Erneuerbare), unter Beachtung der Kriterien der Kostenoptimierung, der Reduktion von negativen Umweltauswirkungen und Verringerung der Abhängigkeit vom Import von Primärenergiequellen.

Strategische Prioritäten:

1. Orientierung der Produktionskapazitäten auf eine ausgeglichene Bilanz von Verbrauch und Quellen aus heimischen Quellen mit etwa 20 % Leistungsreserve.
2. Unterstützung eines Stromsparprogramms für die Verbraucherseite, wie auch auf der Seite der Stromproduktion um bis 2030 die Energieintensität um 45 % im Vergleich zu 2006 zu reduzieren.
3. Erhaltung der gegenwärtig optimalen Struktur der Produktionsanlagen der gleichmäßigen Aufteilung der Leistungen zwischen KKW, Wärmekraftwerken

- und Erneuerbaren einschließlich der Wasserkraftwerke größerer Kapazitäten und der Stromverbrauchsdeckung mit 50 % Nuklearanteil. Die Erhöhung des Verbrauchs ist durch Wärmekraftwerke und Produktion aus Erneuerbaren abzudecken. Der Vorschlag ist betreffend ökonomischer, ökologischer und betrieblicher Merkmale der einzelnen Technologien optimiert.
4. Bis 2030 sind ca. 6 600 MW neuer Kapazitäten mit ca. 29 TWh sicherzustellen. Diese Entwicklung erfordert zusammen mit der Verteilung Investitionen in der Höhe von über 600 Mrd. Sk.
 5. Unterstützung der Entwicklung Erneuerbarer Energien, vor allem der Wasserkraft und Biomasse so, dass sich bis 2030 der Anteil der Erneuerbaren zur Stromverbrauchsdeckung auf ein Niveau von 23 % einschließlich der großen Wasserkraftwerke erhöht.
 6. Bei der Biomasse ist die kombinierte Verfeuerung mit Kohle in großen Produktionseinheiten im Umfang von 10 bis 30 % Anteil von Biomasse der Errichtung von speziellen Biomasseanlagen zu bevorzugen, mit dem Ziel das Kostenrisiko und das Risiko eines möglichen Mangels an Biomasse in der Zukunft zu verringern.
 7. Entwicklung der Wärmekraftwerke bis 2015 ist auf Kohlekraftwerke mit einer hohen Umwandlung als Ersatz für die veralteten Kapazitäten zu orientieren, vor allem bei den Kraftwerken Vojany und Novaky. Der Kohlezyklus hat eine höhere Preisstabilität bei den Brennstoffen und eine höhere Zuverlässigkeit und Sicherheit bei der Stromversorgung.
 8. Der Anstieg der installierten Kapazität an Erneuerbaren bis 2030 ist mit fast 2100 MW anzunehmen. Bei der Produktion beträgt der Anstieg ca. 5,3 TWh. Die Realisierung dieser Entwicklung der Erneuerbaren erfordert eine Investition von mehr als 6,6 Mrd. Euro.
 9. Aus den Erneuerbaren Stromquellen wird eine Stromversorgung aus Kleinwasserkraftwerken, der geothermalen Energie und der Biomasse eine positive Auswirkung auf die Stromversorgung haben und deren Errichtung kann uneingeschränkt empfohlen werden. Die Errichtung von Windkraftwerken kann im Einklang mit den Empfehlungen detaillierter Analysen der Auswirkungen ihres Anschlusses an das Energiesystem der SR gefördert werden.
 10. Zur Sicherstellung eines angemessenen Niveaus an Regulationsleistung für das Energiesystem wird eine schrittweise Errichtung von Leistung in Wärmekraftwerken in den Jahren 2015 bis 2025 auf einen Wert von 1600 MW die optimale Lösung darstellen. Die Gesamtleistung in Wärmekraftwerken einschließlich der Kogeneration wird für 2030 auf 1630 MW prognostiziert.
 11. Der hohe Anteil der KKW an der Gesamtbilanz der Stromproduktion (ca. 50%) und die Prognose eines progressiv wachsenden Anteils an Wind – und Solarquellen erfordert, dass das Stromsystem ausreichende Regulationsquellen hat. Zu einem hohen Anteil kann das lange vorbereitete Wasserkraftwerk Ipel dazu beitragen. Für einen potentiellen Investor sind auch die angemessenen Bedingungen entsprechend der Bedeutung dieser Quelle für das Stromsystem zu schaffen.
 12. Orientierung der Entwicklung auf die Nutzung aller zugänglichen kohlenstoffarmen Produktionstechnologie (Nuklear, Wärmekraftwerk, Erneuerbare) mit einer hohen Umwandlungswirksamkeit der primären Energiequellen.

13. Entwicklung der Produktionskapazitäten ist unter dem Aspekt der ökonomischen und Betriebscharakteristiken der einzelnen Technologietypen zu optimieren.
14. Sicherstellung der Errichtung einer neuen Nuklearquelle mit einer Leistung von 1200 MW im Zeithorizont von 2025 als Ersatz des dann stillzulegenden KKW V2 Bohunice.
15. Unterstützung der Vorbereitung und Errichtung großer Wasserkraftwerke und Schaffung eines ausreichend förderlichen Umfelds, wie bei den Kleinwasserkraftwerken.
16. Ziel der Verringerung der Energieintensität auf die Verteilung neuer Quellen ausrichten, vor allem auf fossile Brennstoffe, in die Regionen mit einer unzureichenden Deckung des Verbrauchs aus lokalen Quellen. Dadurch wird es zu keinem Energiestrom in die Gegenrichtung kommen, Strom in den Osten und Brennstoffe (Kohle und Gas) in den Westen.
17. Verabschiedung verbindlicher Ausrichtungen über die weitere Vorgangsweise der Investoren bei der Sicherstellung der Vorbereitung und Realisierung von Quellen, für die eine Bestätigung über die Übereinstimmung mit der Energiepolitik erteilt wurde.
18. Fortsetzung in den Verhandlungen mit den ausländischen Partnern über die Errichtung neuer zwischenstaatlicher Verbindungen im Sinne der Richtlinie 2005/89/EG zwecks beschleunigter Realisierung. Analyse der Möglichkeiten zur Realisierung einer weiteren zwischenstaatlichen Anbindung zur Erhöhung der Versorgungssicherheit der SR mit Strom.
19. Fertigstellung des Übergangs des 220 kV-Systems im Übertragungssystem der SR auf die 400 kV-Spannungshöhe.
20. Fertigstellung der schrittweisen Erneuerung der veralteten 400/110 kV-Transformatoren und Elemente der 400 kV-Leitungen und Elektrostationen.
21. Sicherstellung der Entwicklung des 400 kV-Übertragungssystems zusammen mit dem Anschluss der neuen Quellen in das Netz für die Stromversorgungssicherheit der SR so, dass die UCTE-Kriterien erfüllt werden. Im Falle der veralteten Anlagen und der 400 kV-Elemente des Übertragungssystems deren Austausch durchführen.
22. Fortsetzung der schrittweisen Erneuerung der veralteten Anlagen des Distributionssystems.
23. Sicherstellung einer Entwicklung der Distributionsanlagen zusammen mit dem Anschluss der neuen Quellen, vor allem der Erneuerbaren, für die sichere und qualitative Versorgung der Endverbraucher.

6.8 Energieeffizienz

Die Abhängigkeit vom Energieimport und das damit verbundene Risiko einer Übertragung der Preisschwankungen auf Weltenergiemärkten in die Wirtschaft der SR erfordert eine adäquate Reaktion auf nationaler strategischer Ebene. Die geplante Lösung besteht aus einer möglichst hohen, kosteneffizienten Nutzung von heimischen Energiequellen, wie auch der systematischen Verringerung der Energieintensität im Gesamtenergieverbrauch.

Die Energieeffizienz bildet einen wichtigen Teil einer gesunden Energiepolitik. Die Verringerung der Energieintensität wird als eine der Grundsäulen einer nachhaltigen

Entwicklung der ganzen Gesellschaft angesehen. Die Energieeffizienz trägt wesentlich zur Erfüllung aller drei Ziele der Europäischen Energiepolitik bei. Daher ist es notwendig, bei den Lösungsvorschlägen vom Prinzip der Kostenoptimierung und ökonomischen Effektivität auszugehen.

Der Begriff *Energieeffizienz* wird im Zusammenhang mit einer Effektivität bei der Nutzung von Energierohstoffen und Medien auf dieser oder jener Stufe von Produktion, Übertragung, Distribution und Verbrauch von Energie angewendet. Die Implementierung der Energieeffizienz in Praxis stellt die Maßnahmen dar, sei es durch den Produzenten oder den Verbraucher von Energie, deren Ergebnis die Energieverbrauchseinsparung pro Einheit beim output ist, ohne Verringerung der Qualität der Dienstleistung. Weil sich die Politiken mehrerer Sektoren hier überschneiden, wird in diesem Dokument *Energieeffizienz* vor allem auf der Seite von Distribution und Verbrauch von Energie ausgerichtet. Die konkrete Darstellung ist die *Energieintensität* einer bestimmten Tätigkeit oder betriebenen Technologie. Diese wird in Energieeinheiten ausgedrückt (TJ, Mtoe=10⁶ toe; 1 Tonne Erdöl stellt 1 Tonne Erdöläquivalent dar; 1 toe = 41,868 GJ) bezogen auf die Produktionseinheit, und im Falle der Bewertung einer gesamten Volkswirtschaft auf die Schaffung des BIP.

Bei konkreten Technologien, die für die Produktion, Übertragung und Distribution und Verbrauch von Energie genutzt wird, einschließlich der Endenergieverbraucher wird der technische Begriff der *Energiewirksamkeit* verwendet, der das Verhältnis des Inputs und Outputs von Energie beschreibt, ist in % angegeben. Im Kontext von Energieeinsparung in Gebäuden spricht man von der *Energiewirksamkeit* von Gebäuden.

6.8.1 Aktueller Stand der Energieeffizienz

Das Niveau der Energieintensität als Parameter der Energieeffektivität ist zurzeit in der SR noch immer wesentlich höher als in den übrigen wirtschaftlich entwickelten Länder der EU (EU-15).

Das Vorhaben der Energieeffizienz ist die Verringerung der Energieintensität auf das Niveau der EU-15, die Schaffung eines motivierenden Umfelds für ein energieeffizientes Verhalten Bewohner und Marktteilnehmer, wie auch die Förderung einer nachhaltigen Energielösung und die Einführung neuer Innovationen und energieeffizienter Technologien in allen Sektoren der Volkswirtschaft.

Charakteristische Bedingungen für die Einführung der Energieeffizienzprinzipien sind:

- Motivierung einzelner Subjekte zur Verwirklichung von Sparmaßnahmen und zum energieeffizienten Verhalten,
- klare Verantwortlichkeiten für die geforderten Ziele und erreichten Ergebnisse und
- notwendiges wirtschaftliches und rechtliches Umfeld.

Die EU hat sich ein sehr ehrgeiziges indikatives Ziel gesetzt, das den Primärenergieverbrauch um 20 % bis 2020 gegenüber dem Referenzszenario aus dem

Grünbuch zur Energieeffizienz reduzieren will. Im Rahmen dieses Szenarios wird mit dem Rückgang beim Primärenergieverbrauch in allen entscheidenden Sektoren gerechnet, d.h. in Gebäuden und in den Haushalten, Verkehr, Geräte, Industrie, Produktion, Übertragung und Energiedistribution. Das Ziel ist das Erreichen der konsequenten Implementierung existierender und vorbereiteter Strategien, wie auch der Richtlinien der EU.

Die Internationale Energieagentur (International Energy Agency- IEA) ist das Forum der 26 (die SR wird das 27. Mitglied werden) Industriestaaten im Rahmen der OECD. Die Zusammenarbeit dieser Staaten ist vor allem auf die Durchführung gemeinsamer Aktionen zur Sicherstellung der Energieversorgungssicherheit ausgerichtet, vor allem bei Erdöl und befasst sich auch mit der Koordination der nationalen Energiepolitiken.

Eine der Tätigkeiten, die die IEA ihren Mitgliedsstaaten und den Beitrittsstaaten anbietet ist eine Analyse der nationalen Energiepolitik. Die IEA führte diese Analyse für die SR im Jahre 2005 durch. Die Schlussfolgerungen und Empfehlungen für die SR im Bereich der Energieeffizienzpolitik sind: Verabschiedung eines Multisektor - Plans für die nationale Energieeffizienz mit verbindlichen Zielen für die einzelnen Sektoren, ausreichende finanzielle Ausstattung der nationalen Energieagentur, Koordination aller beteiligten Institutionen, Implementierung der EU-Richtlinie zur Energieeffizienz usw.

6.8.2 Analyse der aktuellen Situation

Die Energieintensität bei der Schaffung des BIP ist ein Ausdruck für die Effizienz bei der Nutzung der Energiequellen und des Bruttoinlandsverbrauchs von Energie (früher wurde der Begriff der Primärenergiequelle verwendet). Der durchschnittliche Wert für das Absinken der Energieintensität von 2001 bis 2005 betrug 5,4 % und war mehr die Folge des erhöhten BIP als eine Auswirkung von verringertem Energieverbrauch. Die Energieintensität bei der Schaffung des BIP in der SR (in fixen Preisen 2000) betrug im Jahr 2005 ca. 0,67 TJ/Mio. Sk (2000), der Bruttoinlandsverbrauch von Energie pro Bewohner im Jahre 2005 lag bei ca. 149 GJ.

6.8.3 Aktueller Stand der Energieintensität der SR im Vergleich zu den EU-Ländern

In den letzten Jahren war der starke BIP-Anstieg von einem leicht sinkenden Energieverbrauch und einer etwas größeren Verringerung des gesamten Endenergieverbrauchs gekennzeichnet. Der gesamte Endenergieverbrauch der SR ging im Jahre 2005 gegenüber 2001 um 9,1 % zurück. In demselben Zeitraum stieg das BIP (in fixen Zahlen von 2000) um ca. 23 %, was auf ein Wirtschaftswachstum bei sinkender Energieintensität schließen lässt.

Die Energieintensität der SR ist im Vergleich zu den entwickelten EU-Staaten höher und der Rückgang ist relativ langsam. Die verfügbaren Zahlen zeigen, dass die SR eine etwa 4,1fach höhere Energieintensität aufweist, als der Durchschnitt der EU-27. Zur Verfügung stehen internationale Angaben über die Energieintensität in bezug auf das BIP in fixen Zahlen zu 1995, die in TJ/Tausend Euro ausgedrückt sind.

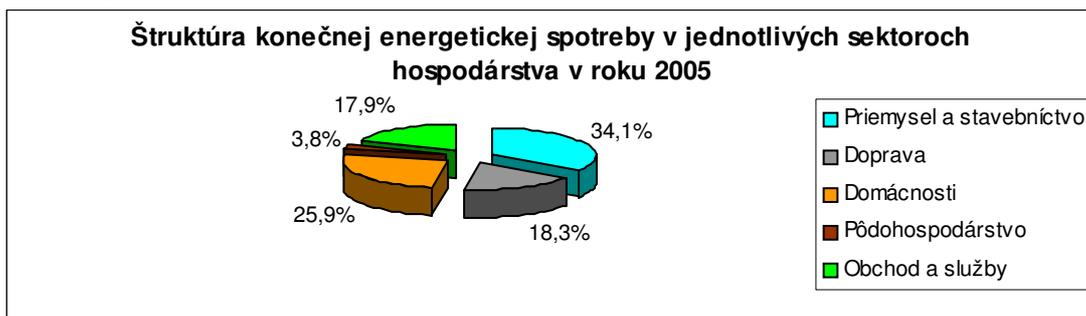
Ausgewählte Daten für die Jahre 2001 bis 2005 sind in der folgenden Tabelle angeführt.

Entwicklung der Parameter für die Energieintensität

Faktor	Einheit	2001	2002	2003	2004	2005	Durchschnitt 2001 - 2005
BIP (Basis 2000)	Mio. Sk	969 811	1 016 007	1 064 422	1 119 863	1 193 381	1 072 697
Zwischenjährliche Entwicklung	%		4,8%	4,8%	5,2%	6,6%	5,3%
Bruttoenergieverbrauch SR	TJ/Jahr	814 874	812 486	816 164	812 486	802 936	811 789
Zwischenjährliche Entwicklung			-0,3%	0,5%	-0,5%	-1,2%	-0,4%
Endenergieverbrauch	TJ/ Jahr	444 372	443 301	420 963	414 612	404 068	425 463
Zwischenjährliche Entwicklung			-0,2%	-5,0%	-1,5%	-2,5%	-2,3%
Energieintensität BIP	TJ/Mio. Sk, Basis 2000	0,840	0,800	0,767	0,726	0,673	0,761
Zwischenjährliche Entwicklung			-4,8%	-4,1%	-5,4%	-7,3%	-5,4%
Energieintensität BIP zu Endenergieverbrauch	TJ/Mio. Sk, Basis 2000	0,458	0,436	0,395	0,370	0,339	0,400
Zwischenjährliche Entwicklung			-4,8%	-9,4%	-6,4%	-8,5%	-7,3%
Messenergieverbrauch pro Bewohner	GJ/Ew.	150,8	150,4	151,1	150,4	148,6	150,2
Zwischenjährliche Entwicklung			-0,3%	0,5%	-0,5%	-1,2%	-0,4%

6.8.3.1 Analyse des aktuellen Energieverbrauchs in den einzelnen Sektoren

Die Gesamtstruktur des Endenergieverbrauchs in den einzelnen Sektoren verdeutlicht die Abb. Beim Endenergieverbrauch für alle Energiearten dominiert die Industrie. Im Vergleich zu den entwickelten Ländern gilt noch immer ein relativ niedriger Energieverbrauch im Wohnsektor und in den Haushalten. Es kommt allerdings zur Energieverbrauchserhöhung bei den Dienstleistungen.

Endenergieverbrauch in den einzelnen Sektoren der Volkswirtschaft (2005)

Quelle: Statistik SR, Wirtschaftsministerium SR

Legende: türkis: Industrie und Bauwirtschaft; grau: Verkehr; orange: Haushalte; weinrot: Landwirtschaft; grün: Handel und Dienstleistungen

Industrie

Dieser Sektor ist der größte Energieverbraucher. Der Endenergieverbrauch in der Industrie betrug im Jahr 2005 ca. 139 897 TJ, was ca. 34 % des Endenergieverbrauchs der SR ausmacht. Brennstoffe stellen einen wesentlichen Teil des Energieverbrauchs in der Industrie dar.

Der Sektor Industrie in der SR verzeichnete einen Rückgang beim Energieverbrauch durch die Restrukturalisierung, wobei die energieintensivsten Industrien noch immer Chemie und Petrochemie, Eisen – und Stahlproduktion, Papier – und Zelluloseindustrie sind. Der große Anteil von Rohstoffproduktion hat historische Gründe und bedeutet geringere Mehrwertschaffung bei hoher Energieintensität.

Wohnsektor und Haushalte

Der Wohnsektor hat den zweitgrößten Endenergieverbrauch, der 2005 106 059 TJ betrug, was ca. 26 % des gesamten Endenergieverbrauchs der SR darstellt. Den Hauptanteil daran hat Raumwärme, Warmwasserbereitung und Beleuchtung. Der Energieverbrauch ist vor allem durch den Verbrauch von Wärme und Warmwasser in den Haushalten und den Stromverbrauch für Elektrogeräte und für die Beleuchtung bedingt. Etwa 80 % des Gesamtenergieverbrauchs stellt der Wärmeverbrauch dar, der zu einem hohen Anteil von den klimatischen Bedingungen abhängt, wobei diese Abweichung zwischenjährlich bis zu 30 % betragen kann. In absoluten Werten hängt der Wärmeverbrauch von den thermischen Eigenschaften von Gebäuden ab, der Effizienz von Heizsystemen und Belüftung, deren regelmäßiger Kontrolle und Wartung, aber auch dem Verhalten der Bewohner. Die Wohnungen, aber auch die Einfamilienhäuser zeigen Mängel auf, die durch die überschrittene Lebensdauer vor der allem der Installationen, vernachlässigte Wartung und abgenutzte Baukonstruktionen verursacht sind. Deutlich ist die unzureichende Wärmeisolierung der Gebäude.

Tertiärer Sektor (Dienstleistungen)

Der Dienstleistungssektor umfasst öffentliche und kommerzielle Dienstleistungen. Der Energieverbrauch in diesem Sektor ist vor allem der Wärmeverbrauch in den Gebäuden und Stromverbrauch zur Beleuchtung und den Gerätebetrieb. Der Energieverbrauch im Jahre 2005 betrug in diesem Sektor 73 566 TJ mit einem Anteil von 17,9% des Endenergieverbrauchs der SR.

Der Anteil der Brennstoffe und der gelieferten Wärme am Gesamtenergieverbrauch in diesem Sektor beträgt ca. 70 %. Der Großteil der öffentlichen Gebäude in den größeren Städten wird mit Fernwärme versorgt. Ein Großteil hat eigene zentrale Kessel mit Erdgas als Brennstoff. In den letzten Jahren hat sich der Erdgasverbrauch relativ verringert, was durch die Einführung von Energieeffizienzmaßnahmen vor allem in Heizbereich erklärt wird. Der Stromverbrauch lag im Jahre 2005 bei ca. 30 % des Gesamtenergieverbrauchs. Die Verwendung von elektrischen und elektronischen Anlagen ist in der SR noch immer niedriger als in der EU, doch steigt die Verwendung schnell und erklärt auch den schrittweisen Energieverbrauchsanstieg im Dienstleistungssektor. Die rasante Entwicklung kommerzieller Dienstleistungen trug

auch zur gesamten Energieverbrauchserhöhung bei, wobei ein Teil des Stroms für die Beleuchtung verbraucht wird.

Verkehr

Der Endenergieverbrauch betrug 2005 im Verkehr 74 864 TJ, was 18,3 % des gesamten Endenergieverbrauchs bedeutet. Der Anteil des Transportverkehrs und Personenverkehrs am Energieverbrauch ist in etwa gleich. Die größte Energiemenge (ca. 95 %) wurde in diesem Sektor in der Form von Erdölprodukten verbraucht. Einen weiteren Teil stellt der Stromverbrauch dar, der vor allem von der Eisenbahn und öffentlichen Verkehrsmittel in Städten stammt. Nach einem anfänglichen Rückgang zu Beginn der 90er Jahre verzeichnete der Sektor ab 1993 einen Energieverbrauchsanstieg, der bis 1997 auf 124,2 % angewachsen war. Diese Dynamik war vor allem durch die Entwicklung des Straßenverkehrs verursacht worden, sei es nun LKW, oder PKW auf Kosten der Eisenbahn bzw. des Schiffsverkehrs. Für die nächste Zukunft ist mit keiner deutlicheren Trendwende zu rechnen. Bei der Berechnung des Erdölverbrauchs im Verkehr liegt eine starke Ungenauigkeit aufgrund des hohen Transitverkehrs bei LKW vor. In letzter Zeit erhöhte sich auch der Treibstoffverbrauch durch erhöhten Tourismus, wobei dies in der Gesamtbilanz einen nur geringen Anteil ausmacht.

Landwirtschaft

Die Landwirtschaft machte große Veränderungen durch, vor allem beim Übergang von extensiver Nutzung zur intensiveren Nutzung kleinerer Flächen. Ab 2000 bis 2004 verringerte sich die landwirtschaftlich genutzte Fläche um ca. 20 %. Der Verbrauch von Brennstoffen und Energie ist seit 2000 relativ ausgeglichen und seit 2005 auf 15 735 TJ, was nur 4 % des Endenergieverbrauchs der SR ausmacht. In diesem Wert ist auch der Endenergieverbrauch in der Lebensmittel – und Tabakindustrie enthalten.

6.8.3.2 Barrieren und Mängel bei der Anwendung der Prinzipien der Energieeffizienz in der SR

Hindernisse bei Politik, rechtlichem und regulativem Rahmen

- a) Unvollständigkeit bei der Strategie und dem allgemeinen politischen Rahmen der Energieeffizienz – Es gibt nicht genug konkrete Ausrichtungen für die Erfüllung der Ziele und Prioritäten der Energieeffizienz entsprechend den Kriterien der Politik und Legislative der EU in diesem Bereich, in den gegenständlichen Dokumenten.
- b) Fehlende legislative Vorschriften für die Energieeffizienz – Trotz der laufenden Harmonisierung in den gesetzlichen Vorschriften fehlt ein umfassendes Gesetz, das eine Grundlage für den Bereich der Energieeffizienz schaffen würde. Fehlen gesetzlicher Vorschriften für konkrete Technologie (Kogeneration, Wärmepumpen u. ä). Es gibt keinen ausreichenden gesetzlichen Rahmen für die Einführung moderner Technologien in die Praxis.
- c) Unzureichende Integration der Energieeffizienz in die Gesetze für das öffentliche Beschaffungswesen. Diese Kriterien erfassen nicht die Kosten für den gesamten Lebenszyklus eines Produkts und ermöglichen somit nicht die Entscheidung für die Anschaffung einer energieeffizienten Anlage, die zwar höhere Investitionen erfordert, jedoch die Betriebskosten verringert.

Barrieren im institutionellen Rahmen

- a) Unzureichende Zusammenarbeit zwischen verschiedenen Institutionen und Marktteilnehmern, ausreichende Koordination der Aktivitäten des öffentlichen und privaten Sektors ist nicht gesichert.
- b) Unzureichendes Monitoring und Bewertung von Programmen und Politiken.
- c) Personelle und fachliche Unterversorgung bei den Einheiten, die sich mit Energieeffizienz und den zusammenhängenden Problematiken befassen.
- d) Ineffektive lokale und regionale Energieplanung, die zur Stagnation bei der Entwicklung von Energieeffizienz auf der lokalen und regionalen Ebene führt.

Budgetäre, steuerliche und Kostenhindernisse

- a) Energiepreise – die Festlegung von Einstiegstarifen für z. B. aus hocheffektiver Kogeneration erzeugte Energie ist zurzeit keine Priorität der Behörden und es gibt zurzeit keine langfristige Garantie für Einspeisepreise für Strom aus Kogeneration.
- b) Unzureichende Nutzung des Instruments Steuerpolitik – keine Steuererleichterungen für den Bereich Energieeffizienz.
- c) Unzureichende Berücksichtigung der Vorteile, die bei der Umsetzung der Maßnahmen entstehen – Beim Vergleich der Investitionskosten für Technologien der Energieeffizienz mit den übrigen, weniger effektiven Technologien, werden die damit zusammenhängenden Vorteile nicht wirtschaftlicher Art meist nicht miteinbezogen.

Finanzielle Hindernisse

- *Wohnsektor* – die Reparaturfonds decken meist die Kosten für bedeutendere Renovierung nicht und die Mieter sind nicht bereit zu investieren
- *Tertiärer Sektor* – zurzeit gibt es nicht genug Instrumente und Motivation des staatlichen und öffentlichen Sektors zur Realisierung von Energieeffizienzmaßnahmen in öffentlichen Gebäuden.
- *Industrie* – das verfügbare Kapital wird vor allem für den Betrieb, die Modernisierung der Produktionsprozesse und andere Tätigkeiten verwendet, die zum Überleben des Unternehmen notwendig sind (Löhne, Material usw.).
- *Verkehr* – aufgrund der mangelnden Integration des Verkehrsproblems in die städtische und regionale Planung (Verkehrskonzept) ist nur sehr wenig Kapital und Zugang zu Finanzmitteln für die Erneuerung des Fuhrparks und die Verbesserung der Dienstleistung im Verkehrssektor zur Verfügung.

Die Gemeinsamkeiten bei den finanziellen Hindernissen können wie folgt zusammengefasst werden:

- a) sehr beschränkte öffentliche Mittel zur Unterstützung der Energieeffizienz auf nationaler Ebene.
- b) Administrativ kompliziertes Schema für Förderungen.
- c) Mangelndes Interesse der Banken.
- d) Langsame Entwicklung der Energiedienstleistungen und limitiertes Investitionsvolumen der Unternehmen in Bereich der Energiedienstleistungen.

Hindernisse bei Informationen über Energieeffizienz

- a) Mangel der Informationen über Verbraucher und die Energiekosten – Energiekontrolle werden zurzeit im Bereich von Industrie gemacht, sie bieten allerdings nicht genug Angaben zur Identifikation der Energieflüssen und Gesamtverbrauch.
- b) Unzureichende Information über die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit von Technologien zur Erhöhung der Energieeffizienz – Trotz der Kenntnis des Energieverbrauchs haben viele potentielle Investoren (Haushalte, Gebäudeverwaltern, Manager in der Industrie) nicht genug Informationen über Technologien, die zur Energieverbrauchsreduktion beitragen können.
- c) Unzureichende Information über die zusätzlichen Vorteile – zusätzliche Vorteile bei Energieeinsparungen werden im allgemeinen bei Investitionsentscheidungen nicht einbezogen.
- d) Unzureichende Information über Finanzierungsmöglichkeiten (auf nationaler und europäischer Ebene) - Informationen über nationale Programme für die Förderung von Energieeinsparungsprogrammen sind unzureichend und zeigen nicht die gesamte Skala an Möglichkeiten für den Investor auf.

6.8.4 Strategie im Bereich Energieeffizienz

Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz tragen zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit bei und verringern die Abhängigkeit der Wirtschaft von instabilen Preisen für Erdöl und Erdgas beim Import. Für Unternehmen, Dienstleister und Haushalte bedeuten Energieeffizienz geringere Kosten. Energieeffizienzmaßnahmen bestehen aus ausgereiften und umweltfreundlichen Technologien, tragen deutlich zur Verringerung vom Ausstoß von Treibhausgasen.

Im Energiepaket der EU-Kommission vom Jänner 2007 werden auch die strategischen Ziele der neuen Europäischen Energiepolitik und der Umweltpolitik vorgestellt.

- Verpflichtung der EU mind. 20 % Treibhausgasreduktion bis 2020 gegenüber 1990 zu erreichen,
- Erreichung einer Emissionsverringern der Industrieländer um 30 % bis 2020 gegenüber 1990. Daneben sollten bis 2050 die Gesamtemissionen der Treibhausgase um 50 % gegenüber 1990 verringert werden, wobei davon ausgegangen wird, dass die Industriestaaten eine Verringerung um 60 bis 80 % erreichen sollen.

Unter dem Aspekt der konkret quantifizierbaren Ziele für den Bereich der Energieeffizienz ist notwendig, dass in der SR Maßnahmen mit der Ausrichtung auf folgendes durchgeführt werden:

Das gesamte nationale indikative Energieeinsparungsziel für 9 Jahre (**2008-2016**) gemäß Art. 4 Abschnitt 1 der Richtlinie 2006/32/EG ist das Erzielen eines kumulierten Einsparungswerts von **9 %** Endenergieverbrauch **d.h. 37 215 TJ**, wobei diese Quantifizierung für die letzten fünf Jahre vor der Verabschiedung der Richtlinie durchzuführen ist (Angaben für die Jahre 2001 ÷ 2005).

Für die folgenden 5 Jahre (**2017-2021**) liegt das jährliche Einsparungsziel bei **0,5%** Endenergieverbrauch. Für **2022-2030** wurde das jährliche Einsparziel mit **0,1%** Endenergieverbrauch festgelegt.

6.8.4.1 Energiesparmaßnahmen in den einzelnen Sektoren

Horizontale Maßnahmen

Diese Maßnahmen sind meist Querschnittsgesetzgebung, Steuerinstrumente, spezielle Förderschemata, Fonds (z. B. Energieeffizienzfonds, Schema von weißen Zertifikaten), staatlichen und regionalen Energieagentur, öffentliches Beschaffungswesen von energieeffizienten Anlagen, Informationskampagnen, Energieberatungen, Bildung über nachhaltige Entwicklung, Monitoring – und Informationssysteme der Energieeffizienz. Dabei handelt es sich um eine breite Skala von Zielgruppen. Das Fehlen einer regionalen Energiepolitik hat die Stagnation bei der Entwicklung von Energieeffizienz auf lokaler und lokaler Ebene zur Folge.

Aktionsplan für die Jahre 2008 – 2010

Ziel:	Erhöhung der Energieeffizienz = Erhöhung der Energieversorgungssicherheit
Zielgruppe:	Subjekt, das Energie verbraucht

- Ausbildung „Energieauditor“
- Information über Energieeffizienz durch den Klub „Dúhovnici“
- Gesetz über die Energieeffizienz, Wirtschaftsministerium (2008)
- Monitoring – und Informationssystem für Energieeffizienz, Wirtschaftsministerium (2008)
- Informationskampagne „Guter Rat = Einsparung“, Wirtschaftsministerium (2008)
- Energieberatungen in den Regionen, Wirtschaftsministerium (2008)
- Förderung der Entwicklung von Energiedienstleistungen, Wirtschaftsministerium (2009)
- Bildungsprogramm „E2“ in der staatlichen Verwaltung, Wirtschaftsministerium (2009)
- Energieeffektivität – Bildung von Kindern und Jugend zur nachhaltigen Entwicklung, Unterrichtsministerium (2009)
- Anwendung des Prinzips der Energieeffizienz im öffentlichen Beschaffungswesen (2008)
- Energieeffektivitätsfonds, Wirtschaftsministerium (2008)

Der Anteil der Horizontalmaßnahmen zur Energieeffizienz bei den gesamten Energieeinsparungen laut dem 1. Energieeffizienz - Aktionsplan wird auf **31 %** geschätzt. Die Summe der Maßnahmen ist in den **Beilagen 4 und 5 dieses Dokuments ersichtlich.**

Industrie und Landwirtschaft

Angesicht der Investitionen in die Automobilherstellung und die Elektrotechnik ist in den nächsten Jahren mit keiner Verringerung des absoluten Energieverbrauchs zu rechnen. Man geht allerdings von der Anwendung effektiver Produktionsmethoden aus, wodurch sich die Energieintensität bei der Schaffung des BIP reduziert. Das größte Potential versteckt sich in der verarbeitenden Industrie (Chemie, Eisen und Stahl, Zellulose), aber auch die Nutzung dieses Potentials erfordert bedeutende Investitionen, da es sich um die Veränderungen bei den Technologieprozessen handelt.

Beim Volumen von Brennstoffen und Energie ist der Anteil am Einsparpotential in der Landwirtschaft sehr gering. Die Möglichkeiten für die Erreichung von Zielen der Energieeffizienz liegen im Austausch der moralisch und physisch veralteten Technologien gegen neue.

Aktionsplan 2008 – 2010

Ziel:	Verringerung der Energieintensität bei der Schaffung des BIP
Zielgruppe:	Industrie

- Umsetzung gesetzlicher Maßnahmen
- Einführung neuer umweltfreundlicher Technologien
- Angleichung der Energieintensität der Industrie an das EU-Niveau mit Energieeinsparungen und Effektivitätserhöhung
- Energieaudits in Industriebetrieben als Basis für Energieeinsparungen
- Monitoring und Steuerung des Energieverbrauchs in Industriebetrieben
- Optimierung der Umwandlung und Distribution von Energie in Industriebetrieben
- Innovation und Technologietransfer in Industriebetrieben
- Erhöhung der Energieeffizienz in der verarbeitenden Industrie
- hoch effiziente Kogeneration in der Industrie
- Programm zur Förderung von Energieaudits in der Industrie
- Programm zur Förderung der Installation und Modernisierung von Systemen zum Monitoring und der Steuerung der Energie in den Industriebetrieben
- Programm Förderung der optimierten Konversion und Distribution von Energie in Industriebetrieben

Existierende und neue Maßnahmen im Industriesektor werden sich an den Gesamtenergieeinsparungen mit ca. 30 % laut dem 1. Energieeffizienz - Aktionsplan beteiligen.

Gebäude

Die Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz in Gebäuden orientieren sich vor allem an der Energieeinsparung bei Heizen und Kühlen und Warmwasserbereitung.

Aktionsplan 2008 – 2010

Ziel:	Verringerung bzw. Minimierung des Energieverbrauchs zum Heizen und Kühlen und Warmwasserbereitung
Zielgruppe:	Eigentümer und Betreiber von Gebäuden, die nicht der Produktion dienen (Einfamilienhäuser, Wohnhäuser, administrative Gebäude, Gesundheitseinrichtungen...)

- Verbesserung der thermischen Eigenschaften der Gebäude
- Novellierung der Bauvorschriften
- Aktualisierung und Ergänzung der Vorschriften über die Energiewirksamkeit von Gebäuden
- Anwendung von gesetzlichen Maßnahmen

- Verbesserung der thermischen Eigenschaften von Gebäuden, die den Bürgern dienen
- Verbesserung der thermischen Eigenschaften von Gebäuden des Gesundheitswesens
- Verbesserung der thermischen Eigenschaften von Gebäuden, die zur Infrastruktur der Universitäten gehören
- Verbesserung der thermischen Eigenschaften von Gebäuden im Rahmen der Renovierungen in Region Bratislava,
- Installation von Wärmepumpen und hoch effektiven Klimatisierungsanlagen in Gebäuden, die nicht der Produktion dienen,
- Maßnahmen zur Unterstützung freiwilliger Energiezertifikate/Auditing bei Wohnraum,
- Errichtung von Gebäuden mit besseren thermischen Parametern (neue Errichtungsarten, Niedrigenergiehäuser, Passivhäuser..)
- Programm zur Förderung von Wärmepumpen, Wirtschaftsministerium
- Programm zur Förderung von freiwilliger Energiezertifikate/Auditing bei Wohnraum, Wirtschaftsministerium und Regionalministerium
- Programm für Niedrigenergie – und Passivhäuser, Regionalministerium

Die bestehenden und neuen Maßnahmen im Gebäudesektor werden sich mit 11 % an den Gesamtenergieeinsparungen laut dem 1. Energieeffizienz - Aktionsplan beteiligen. Die bestehenden und die neuen Maßnahmen im Gebäudesektor werden zu den Gesamtenergieeinsparungen beitragen, die im Aktionsplan Energieeffizienz für die Jahre 2008 – 2010 mit einem Beitrag von ca. 11 % angeführt sind.

Verkehr

Das Potential für Einsparungen im Verkehr kann beim Austausch und der Modernisierung des veralteten Fuhrparks gegen neue, modernere und gleichzeitig effektivere Fahrzeuge realisiert werden. Informationskampagnen für die Optimierung der Transportbedürfnisse, Fahrweisen und Auslastung der Fahrzeuge u.ä. In den Städten werden die Maßnahmen vor allem der Verbesserung der Qualität des Massentransports dienen, dem Zeitmanagement des Verkehrs und der Verringerung des individuellen Autoverkehrs. Aus Umweltschutzgründen sollten Benzin und Diesel durch Erdgas ersetzt werden.

Das Hauptziel der Verkehrspolitik der SR bis 2015 ist die Sicherstellung nachhaltiger Mobilität. Der LKW- Transport von Waren, inländischer und ausländischer Transitverkehr belastet aufgrund des hohen Dieserverbrauchs die Straßennetze der SR und ruft schwere Umweltverschmutzung hervor. Vor allem zur Dieseleinsparung ist vor allem bei Transporten im Inland möglich in der Zukunft intensiver auf die Cargobahn zu setzen, beim internationalen Verkehr beim LKW-Transport auf den Achsen Nord-Süd und Ost-West auf die Eisenbahn. Auch Schiffstransporte sollten verstärkt verwendet werden.

Aktionsplan 2008 – 2010

Ziel:	Verringerung bzw. Minimierung des Energieverbrauchs für den Transport von Waren und Personen
Zielgruppe:	Verkehrsteilnehmer, Eigentümer und Verwalter der Verkehrswege, Eigentümer und Betreiber von

	Verkehrsmitteln, Staatliche Behörden, lokale und regionale Selbstverwaltung
--	--

- Umsetzung der gesetzlichen Maßnahmen und Konzepte
- Novellierung des Gesetzes Nr. 582/2004 Slg. über lokale Abgaben und lokale Steuern für Kommunalabfälle und kleinere Bauabfälle
- Modernisierung des Fuhrparks
- Optimierung des Transportverkehrs
- Bezahlung für Infrastruktur
- Optimierung der Steuerung des Verkehrs und intelligente Verkehrssysteme
- Optimierung des öffentlichen Verkehrs
- Errichtung und Modernisierung der Verkehrsinfrastruktur
- Errichtung eines Basisnetzes an öffentlichen Terminals für Intermodulverkehr

Bestehende und neue Maßnahmen im Verkehrssektor werden sich mit 22 % an den Gesamtenergieeinsparungen laut dem 1. Energieeffizienz - Aktionsplan beteiligen.

Elektrogeräte

Die Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz bei Elektrogeräten sind teilweise gesetzlich festgelegt, vor allem beim Gerätelabelling.

Der Trend zu sparsamen Geräten ist zu fördern, damit der Stromverbrauch aufgrund wachsender Geräteausstattung minimiert wird. Dafür sollte ein zeitlich beschränktes Förderprogramm durchgeführt werden.

Aktionsplan für 2008-2010

Ziel:	Verringerung bzw. Minimierung des Energieverbrauchs beim Betrieb von Elektrogeräten
Zielgruppe:	Haushalte, Dienstleistungen, Produzenten, Importeure und Verkäufer von Geräten

- gesetzliche Vorschriften über Gerätelabelling,
- gesetzliche Vorschriften für minimale technische Effizienz der Geräte,
- Gesetzesvorschlag über umweltbewusste Planung und Nutzung von Geräten, sog. Ecodesign, Wirtschaftsministerium
- Anwendung der gesetzlichen Vorschriften
- Bestimmung technischer Anforderungen an die Produkte, Wirtschaftsministerium,
- Infokampagne für die Verbraucher über die Energieeffizienz von Geräten,
- Erhöhung des Niveaus der Beratung für die Verbraucher durch Weiterbildung für Importeure und Verkäufer von Geräten,
- Austausch der Haushaltsgeräte, Programm zum Austausch der Haushaltsgeräte, Wirtschaftsministerium

Bestehende und neue Maßnahmen im Gerätesektor werden sich mit etwa 3 % an den Gesamtenergieeinsparungen laut dem 1. Energieeffizienz - Aktionsplan beteiligen.

Öffentlicher Sektor – Staatliche Verwaltung, lokale Verwaltung

Der größte Anteil am Energieverbrauch im öffentlichen Sektor liegt beim Betrieb der Gebäude.

Die Modernisierung der öffentlichen Beleuchtung wird hocheffektive Beleuchtung wie auch eine effektive Steuerung von Regulation und Betrieb bedeuten.

Bestehende und neue Maßnahmen im Gerätesektor werden sich mit etwa 3 % an den Gesamtenergieeinsparungen laut dem 1. Energieeffizienz - Aktionsplan beteiligen.

Aktionsplan für 2008-2010

Ziel:	Verringerung bzw. Minimierung des Energieverbrauchs beim Betrieb öffentlicher Beleuchtung
Zielgruppe:	Gemeinden, Städte, Betreiber der öffentlichen Beleuchtung

- Zentrum für öffentliche Beleuchtung
- Gewährleistung von Energiedienstleistungen im Bereich der öffentlichen Beleuchtung
- Festlegung von Mindestanforderungen an die Energieeffizienz für die öffentliche Beleuchtung (Wirtschaftsministerium 2010),
- Modernisierung der öffentlichen Beleuchtung
- Finanzierungsmechanismus des Europäischen Wirtschaftsraums, Norwegischer Finanzierungsmechanismus, Amt der Regierung der SR,
- Grantschema „Modernisierung der öffentlichen Beleuchtung“ (Wirtschaftsministerium 2008 - 2011)

Bestehende und neue Maßnahmen im Bereich der öffentlichen Beleuchtung werden sich mit etwa 3 % an den Gesamtenergieeinsparungen laut dem 1. Energieeffizienz - Aktionsplan beteiligen.

6.8.4.2 Maßnahmen zur Beseitigung der Hindernisse

Maßnahmen zur Beseitigung der Hindernisse beim politischen, legislativen und regulativen Rahmen

- Schaffung eines allgemeinen politischen Rahmens für die Energieeffizienz
- Ergänzung der Rechtsordnung der SR betreffend Energieeffizienz und der damit zusammenhängenden Problematik,
- beim Plan für neue und novellierte aktuelle Vorschriften zum öffentlichen Beschaffungswesen ist es notwendig auf eine entsprechende Art die entscheidenden Auswahlkriterien um Energieeffizienz und zusammenhängende Aspekte zu ergänzen

Maßnahmen zur Beseitigung der Hindernisse beim institutionellen Rahmen

- Verbesserung der Zusammenarbeit der Institutionen,
- Monitoring und Auswertung der Programme und Politiken zur Energieeffizienz,
- Stärkung der Personalstruktur und Schaffung neuer Mechanismen zur Erfüllung und Kontrolle der Pflichten aus der existierenden Politik,
- Erhöhung der Effektivität der lokalen und regionalen Energieplanungen.

Maßnahmen zur Beseitigung der Hindernisse im Bereich Budget, Steuer und Preise

- Beachtung eines energieeffizienten Verhaltens der Marktteilnehmer,
- Nutzung der Instrumente der Steuerpolitik,
- Sicherstellung von Information für die Marktteilnehmer.

Maßnahmen zur Beseitigung der finanziellen Hindernisse

- Beachtung der Aufgaben, die die einzelnen Ressorts bei der Erfüllung der Energieeffizienzstrategie der SR einzuhalten haben,
- Nutzung der Mittel aus den Strukturfonds,
- Schaffung innovativer Finanzmechanismen und Programme,
- Vereinfachung der administrativen Schemata der Förderung,
- Erstellung von Methodik, Verträgen und Ausrichtungen im Bereich der Dienstleister für Energieeffizienz

Maßnahmen zur Beseitigung von Hindernissen im Bereich Information und Bewusstsein über Energieeffizienz

- Sicherstellung von Information über die Energiekosten für den Verbraucher,
- Information über die zur Verfügung stehende zuverlässige Technologie,
- Information über die zusätzlichen Vorteile bereitstellen,
- Verbesserung des Informationsstands über die mögliche Finanzierung auf nationaler und Europäischer Ebene

Das Implementierungsinstrument des Energieeffizienzkonzepts der SR werden 3 Aktionspläne sein, die im Dreijahresabstand ab 2008 vorbereitet werden. Die Aktionspläne für die Energieeffizienz sind eines der Instrumente zur Realisierung der Prioritäten der Europäischen Energiepolitik, wobei die geltende Europäische Gesetzgebung deren Ausarbeitung verpflichtend vorsieht. Ihre Einhaltung wird von der Europäischen Kommission ausgewertet werden. Die Rechte und Pflichten der einzelnen Subjekte im Bereich Energieeffizienz werden im Gesetz über die Energieeffizienz festgelegt werden.

6.8.4.3 Maßnahmen 2020 – 2030

Nach Abschluss des Aktionsplans Energieeffizienz für die Jahre 2014 - 2016 werden im Jahr 2017 genaue Analysen der durchgeführten Maßnahmen erstellt werden und auf der Grundlage der Schlussfolgerungen und Empfehlungen werden die Maßnahmen für die Energieeffizienz bis 2030 aktualisiert werden.

7 Mögliche Auswirkungen der Strategie zur Energieversorgungssicherheit

7.1 Energiepreise

Laut der Analysen wird in den nächsten drei Jahrzehnten der Großteil der Investitionsmittel in die Entwicklung der Stromproduktion fließen und ein kleinerer Teil in die Erschließung der Erdöl – und Erdgasvorkommen. Während in den USA und Europa Kapazitäten für die Energiespitze gebaut werden, werden in den Entwicklungsländern nicht nur Kraftwerke, sondern auch Netze gebaut werden. Enorme Mittel werden in die Übertragungsnetze investiert werden müssen. Das ist der einzige Weg, wie die Welt großen Stromausfällen ausweichen kann, die Westeuropa und der Osten der USA während der Sommermonate erleben musste. In etwa ein Fünftel des Betrags wird in China investiert werden müssen, das die am schnellsten wachsende Wirtschaft der Welt hat und wo der auch der Stromverbrauch rasant steigt.

Der Erdölpreise bleibt ein wichtiger Faktor der globalen Wirtschaftsleistung. Eine Erhöhung der Erdölpreise führt für gewöhnlich zu Transfers von Devisenmitteln aus den importierenden in die exportierenden Länder. Der Effekt der Preiserhöhungen hängt vom Teil der Kosten für den Import der Energiequellen für inländische Produkte ab, der Stufe der Abhängigkeit vom Erdölimport und der Fähigkeit der Endverbraucher ihren Verbrauch zu reduzieren und auf andere Brennstoffe umzusteigen.

Bei langfristigen Ausfällen der Erdöllieferungen über die Pipeline Družba und deren Ersatz durch andere Transportwege würden die Kosten für die Raffinerien in Mittel – und Osteuropa erhöhen, was sich auch auf das Gesamtniveau der Brennstoffpreise am EU-Markt übertragen würde.

Weil sich von den Erdölpreisen, die systematisch ansteigen (von durchschnittlichen 66 USD/Barrel könnte der Preis bis Ende 2007 auf 100 USD/Barrel gestiegen sein) der Erdgaspreis ableitet, ist laut IEA die Preisvolatilität einer der wichtigsten Faktoren.

Die Erdölpreise sind zurzeit die Hauptfaktoren, die zum Preisanstieg bei Erdgas auf der ganzen Welt beitragen und werden auch der Hauptfaktore während der nächsten Jahre bleiben. Über 90 % der Gesamtanzahl an Erdgaspreisen am Europäischen Kontinent, in Asien, oder dem Stillen Ozean sind direkt an den Preis der Erdölprodukte gekoppelt. Ebenso in Nordamerika oder auch in Großbritannien beeinflussen die Preisänderungen von Erdölprodukten die Erdgaspreise.

Das liegt einerseits an den langfristigen Verträgen, die an die Preise der Erdölprodukte gebunden sind, aber an der Konkurrenz auf den Märkten. Erdgas ist nämlich für die Erdölprodukte ein guter Ersatz als Brennstoff und ebenfalls umgekehrt. Beim Erdgas funktioniert im Prinzip auch kein Weltmarkt. Eine Einfluss auf den Erdgaspreis hat auch die Konkurrenz durch eine andere Importmöglichkeit (gas-to-gas competition). Auch aus diesen Gründen lässt sich der Erdgaspreis nur schwer für einen längeren Zeitraum abschätzen und jede Prognose ist nur als indikativ für die künftige Entwicklung zu verstehen.

Die Prognose für die Entwicklung der Erdgaspreise wird an zwei Abnehmergruppen gemacht - Haushalte mit Gasheizung und Großabnehmer mit Lastfaktor (load factor) 150. Die Preise sind ohne MWst und Verbrauchsabgabe angeführt.

Die Kosten für den Erdgaseinkauf sind bis 2008 auf der Basis der aktuell geltenden Bezugsverträge mit den Lieferanten berechnet. Ab 2009 kann eine Einkaufsformel für die angenommene Struktur und Höhe verwendet werden. Die Betriebskosten wurden in konstanter Höhe von 2007 verwendet.

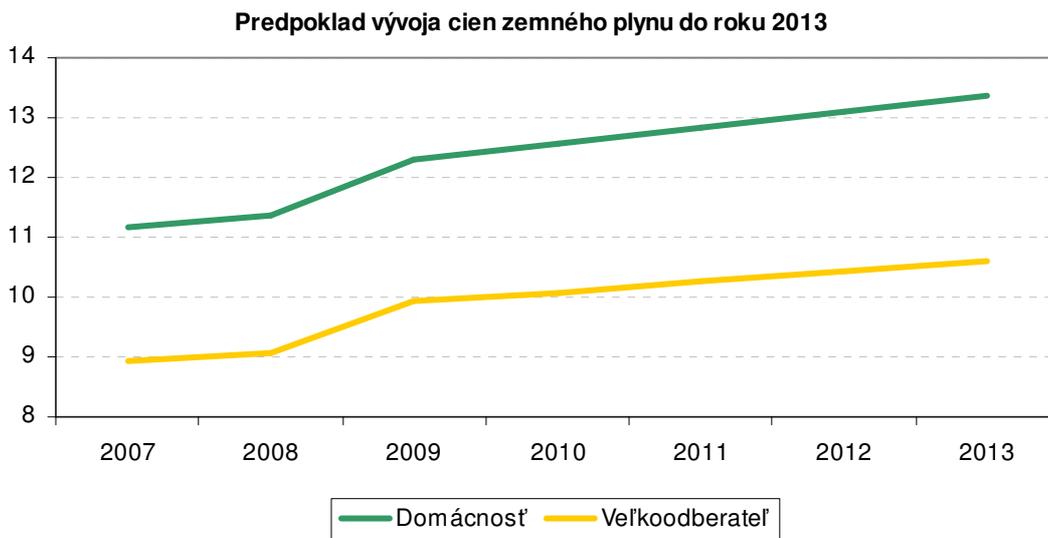
Bei der Prognose ging man davon aus, dass die Kosten für den Gastransport sich vom heutigen Niveau um jährlich 2 % erhöhen. Ähnlich werden sich die Kosten für die Speicherung um 2 % jährlich erhöhen.

Annahme der Entwicklung der Erdgaspreise bis 2013 in Sk:

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Haushalte	11,15	11,38	12,31	12,57	12,83	13,11	13,38
Großabnehmer	8,93	9,08	9,92	10,08	10,26	10,43	10,61

Quelle: Wirtschaftsministerium SR

Annahme der Entwicklung der Erdgaspreise bis 2013 in Sk:



Legende: grün: Haushalte, gelb: Großabnehmer

Quelle: Wirtschaftsministerium SR

Der Preise für die Distribution werden entsprechend den Abnehmerkategorien berechnet. Für die Haushalte wurde die Annahme eines jährlichen Preisanstiegs von 3 % verwendet, bei den Großabnehmern von 1 %.

Die Entwicklung des Gaspreises wirkt unter makroökonomischen Aspekt auf die Inflation, wenn auch die Analytiker keinen starken Erdölpreisanstieg vorhersagen und in Zusammenhang mit der Aufwertung der Krone kurzfristig mit einem nur minimalen Einfluss auf die Inflation rechnen und keine Gefährdung des Beitritts der SR in die Eurozone mit 1.1.2009 aufgrund der Preisentwicklung von Erdgas zu befürchten ist.

Die aktuelle Situation am slowakischen Energiemarkt ist bei den Energiepreisen für die Endverbraucher ungünstig. Das ist die Folge davon, dass der Energiemarkt nur angeblich, aber nicht wirklich liberalisiert ist. Wenn es kein Angebotsüberschuss bei Energie, als Kommodität in allen ihren Formen gibt, dann kommt es nicht zum Wirken von Marktmechanismen, kein Entstehen von Marktbedingungen und kein liquider Markt.

Beim Gasmarkt sollten auf der Grundlage von Überprüfungen eventuell die Tarifgruppen für Erdgastransport und Erdgasdistribution modifiziert werden.

Die heimische Braunkohle stellt zurzeit etwa 79 % des Braunkohleverbrauchs, der für die Strom – und Wärmeproduktion benötigt wird. Trotz des angenommenen Rückgangs des Kohleverbrauchs als Folge der verschärften Emissionslimits, bleibt die Braunkohle die einzige nicht erneuerbare Quelle zur Sicherstellung der Energieversorgung. Das Preisrisiko wird allgemein als mittel eingestuft.

Die Versorgung mit Biomasse ist eine der Hoffnungsbereiche bei der Erhöhung der Versorgungssicherheit mit Primärbrennstoffen. Trotz einer schrittweisen Stabilisierung bei der Biomasseversorgung zur Energieerzeugung ist mit einem Risiko des Biomasseexports in andere Länder zu rechnen, weil dort eventuell höhere Preise locken und dies kann auch Auswirkungen auf die Preise haben.

Der Strompreis in der SR und in Mitteleuropa wird sich schrittweise dem Preisniveau am deutschen Strommarkt anpassen. Die Preisentwicklung wird von vielen Faktoren beeinflusst, etwa der Gesamtsituation am Strommarkt, der Entwicklung des Brennstoffmarkts, Notwendigkeit neuer Investitionen, Anzahl der stillgelegten Anlagen, künftigem Brennstoffmix, CO₂-Gebühren u.ä. Die genannten Faktoren werden sich auf die Strompreise auswirken. Es ist auch mit Strompreiserhöhungen für die Sicherstellung von Regulationsleistungen zu rechnen.

Die Entwicklung der Preise für die Endverbraucher erfasst das Statistikamt der SR halbjährlich. In den EU-Staaten wird entsprechend der Norm CR 90/377 die Preisstatistik geführt, um ein transparentes Funktionieren des Strommarkts zu ermöglichen. Die slowakische Statistik entspricht der genannten Norm seit 2004 und wird im Verlauf des Jahres 2007 auf eine Methode der Preisaufzeichnung übergehen.

Die Ergebnisse der statistischen Daten zeigen, dass der Kostenanteil der Haushalte für Energie im Verhältnis zum Einkommen bei 15 % liegt, bei den niedrigeren Einkommensgruppen bei bis 30 %. In den entwickelten Ländern ist dieses Verhältnis unter 10 %.

7.2 Beschäftigung

Die Energiewirtschaft spielt bei der Entwicklung der Volkswirtschaft eine entscheidende Rolle und beteiligt sich mit 2,4 % am BIP. In der Energiewirtschaft arbeiten 2,4 % aller Arbeitskräfte. Am Energieverbrauch ist Erdgas mit 35,5% beteiligt, Öl und Erdölprodukte mit 25,5 %, Strom mit 17,5 % und Brennstoffe mit

9 %. Die Industrie verbraucht 42 % Energie, die Haushalte 25 %, Verkehr 20 % und andere Tätigkeiten 13 %.

Daran ist ersichtlich, dass Energie eine Schlüsselrolle für die Wettbewerbsfähigkeit hat und so indirekt auf das Wirtschaftswachstum, was in letzter Konsequenz die Beschäftigung und die Lebensqualität erhöht.

7.3 Umwelt

Der Klimawandel ist kein unbestimmte und entfernte Bedrohung mehr, sondern ein aktuelles Problem. Die jüngsten Berichte bestätigen, dass an der Erwärmung des Planeten der Mensch einen unbestreitbaren und bedeutenden Anteil hat.

Der Bericht des Intergovernmental Panel von 1998 enthält einige Möglichkeiten der Reaktion auf die Klimaveränderungen. Eine radikale Verringerung der Emission des Kohlendioxids um 50 bis 85 % bis 2050 ist notwendig, damit die globale Erwärmung unter Kontrolle bleibt. Eine so starke Reduktion ist ökonomisch und technisch möglich. Selbst diese sofortige Reaktion kann allerdings den Anstieg der durchschnittlichen Temperatur um 2 Grad Celsius nicht verhindern. Diesen Anstieg halten die Wissenschaftler für die Obergrenze, bis zu der noch keine großen Katastrophen zu erwarten sind. Die globale Erwärmung wird vor allem mit der Erhöhung der Meeresspiegel, dem Abschmelzen der Gletscher und des Eises am Nordpol, der Ausweitung der Wüsten und starken Vermehrung einiger Arten von Insekten, vor allem Moskitos in Verbindung gebracht. Die Wissenschaftler empfehlen daher, dass die Treibhausgasproduktion spätestens ab 2015 zu sinken beginnt.

Die SR wird bereits in diesem Jahrhundert zu den Ländern zählen, die von der globalen Erwärmung betroffen sind. Die Schäden werden schneller und umfassender sein, als zunächst angenommen, und am meisten betroffen sein werden die Menschen in den ärmsten Gegenden der Welt.

Noch vor Ende dieses Jahrhunderts wird laut aktuellen Vorhersagen der Großteil des Eises der Arktis geschmolzen sein, die Situation in der Antarktis ist laut Wissenschaft schwer vorhersagbar. Die künftige Weltklimaentwicklung wird von der Anzahl der Bevölkerung des Planeten abhängen, der Menge der verbrauchten Energie und vor allem der Treibhausgasemissionen.

Die Prüfung der Umweltauswirkungen durch die Errichtung neuer Energieanlagen richtet sich nach der geltenden Gesetzgebung, da bei Energieeinrichtungen starke Umweltauswirkungen zu erwarten sind. Die Umwelt wird durch die Errichtung der Systeme und Netze belastet. Daher ist deren Errichtung und die Standortwahl vor allem so zu bewerten, ob an dem Standort bereits Netzkapazitäten in ausreichendem Umfang vorhanden sind. Die Errichtung neuer und die Rekonstruktion bestehender Energieanlagen wird nur unter Einhaltung der UVP-Bedingungen gemäß Gesetz Nr. 24/2006 Slg. genehmigt werden, das Umweltministerium ist die Genehmigungsbehörde.

8 Plan für Maßnahmen zur Energieversorgungssicherheit

8.1 Gesetzgebung

Zur Verringerung des Energieverbrauchs wurde das Gesetz über die effektive Energienutzung ausgearbeitet. Unter dem Aspekt der Erhöhung der Energieversorgungssicherheit und Verringerung der Importabhängigkeit wird ein Gesetzesvorschlag für die Erneuerbaren Energien (EE) ausgearbeitet. Es wird notwendig sein die geltenden Rechtsvorschriften zu analysieren, die die Energiewirtschaft, Wärmewirtschaft, Kogeneration regeln und rechtzeitig notwendige Veränderungen vorzunehmen.

Am wichtigsten sind:

- Gesetz zur Förderung der Kogeneration,
- Gesetz zum Ecodesign,
- Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes,
- Gesetz über die Erneuerbaren Energien- Förderung,
- Gesetz über die Energieeffizienz,
- Regierungsverordnung, mit der die Marktregeln am Strommarkt und Gasmarkt festgelegt werden

Nach der Verabschiedung der Rechtsvorschriften der EU (drittes Energieliberalisierungspaket) werden diese in die slowakischen Rechtsvorschriften implementiert werden. Die Verabschiedung der genannten Rechtsvorschriften zieht die Novellierung der Sekundärgesetzgebung nach sich.

8.2 Institutionell

8.2.1 Wissenschaft, Forschung und Entwicklung neuer Technologien

Die Herausforderungen für Wissenschaft und Forschung sind vor allem:

- Akkumulation von Energie
- Höhere Nutzung von Erneuerbaren und neuen alternativen Brennstoffen

Die Grundlagenforschung sollte sich auf die internationale Zusammenarbeit konzentrieren, vor allem bei:

- Brennstoffzellen (Wasserstoffwirtschaft),
- Photovoltaikzellen (Sonnenenergie),
- Thermonukleare Fusion,
- fortgeschrittene Wärmeakkumulation,
- Supraleitungsenergieübertragung.

Von der angewandten Forschung kann man erwarten:

Höherer Nutzen im Bereich

- Kühlung (Klimatisierung) mit Solarenergie,
- Entwicklung neuer Technologien für die direkte Umwandlung der Sonnenenergie auf elektrische,
- energetische Nutzung von Abfällen,
- Biotechnologie,

- Systemsteuerung des Stromverbrauchs,
- geologische Lagerung von CO₂ aus Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen,
- Technologien zur Nutzung der Biomasse – II. Generation von Biotreibstoffen,
- Technologien zur Energiespeicherung (z. B. Wasserstoff).

Zusätzliche Effekte im Bereich

- Verringerung des Treibstoffverbrauchs im Verkehr,
- Polygeneration Wasserstoff aus Biogas und dessen Verwendung in Brennstoffzellen,
- Dezentralisierte Nutzung von Erneuerbaren,
- Verbesserung von Biogas und Verbesserung von dessen Qualität, Möglichkeit der Beimischung ins Erdgasnetz

Die institutionelle Stärkung von Wissenschaft und Forschung kann *durch die Einrichtung eines Forschungszentrums für Energie, Energieeffizienz und Nutzung von Erneuerbaren gesichert werden.*

8.2.2 Statistik und strategische Planung

Bei allen Stufen der wirtschaftlichen Steuerung ist die Verfügbarkeit, Genauigkeit und Glaubwürdigkeit der Daten ein wesentlicher Faktor. Die wichtigste Aufgabe der Energiestatistik ist das Monitoring des Energiemarkts. Aus volkswirtschaftlichen Gründen ist es für die Kontrolle und Regulation des Markts notwendig alle relevanten Daten den Behörden und der Öffentlichkeit zugänglich zu machen.

Zur Sicherstellung der Transparenz des funktionierenden Energiemarkts ist es notwendig, dass die Marktteilnehmer adäquate statistische Informationen zur Verfügung stellen. Das Europäische Statistische System geht von den EU-Anforderungen aus. Jeder Staat passt dieses seinen Bedingungen an.

Im Rahmen der EU wird der Rechtsrahmen von den EU-Institutionen geschaffen. Es handelt sich vor allem um das statistischen Programm der EU, das von der Verordnung Nr. 322/97 ausgeht und im EU Official Journal No L52 vom 22.2.1997 veröffentlicht wird. Die Energiestatistik stützt sich auf die Rechtsakte der EU und die Aktivitäten, die indirekt mit der Sammlung der Daten zusammenhängen (Nomenklaturen, Register). Der Rechtsakt, der die gesamte Energiestatistik abdecken soll, befindet sich in der Abschlussphase seiner Verabschiedung durch Europäischen Rat und EU-Parlament. Das aktuelle System der Energiestatistik funktioniert auf der Grundlage der Abkommen zwischen Eurostat und den nationalen Statistikämtern.

Die aktuellen Rechtsvorschriften zur Energiestatistik sind in "Statistical Requirements Compendium 2007" von Eurostat publiziert.

Die zentrale Behörde der SR für Statistik ist das Statistikamt der SR. Die Hauptcharakteristika des slowakischen Systems der Datensammlung über die Energie knüpft im wesentlichen an die Europäischen Normen an. Im Unterschied zum Großteil der Europäischen Staaten liegt die Energiestatistik der SR vor allem in der Kompetenz des Statistikamts der SR, das die Methodik gestaltet und Eurostat und den Internationalen Organisationen bei Qualität und Rechtzeitigkeit verpflichtet ist.

Die Korrespondentenpflichten sind für die einzelnen Programme der staatlichen statistischen Feststellungen definiert. Für 2006 – 2008 wurden die Verordnung Nr. 483/2005 Slg zur Ergänzung der Kundmachung des Statistikamts der SR Nr. 632/2006 Slg und Nr. 447/2007 Slg. verabschiedet.

Die harmonisierte Energiedatendarstellung beruht auf den Jahresstatistiken, die die das Statistikamt der SR führt. Dabei sind dies vor allem Daten über Import/Export der Energiekommoditäten aus Drittländern der EU, die aus der Außenhandelsstatistik gewonnen werden. In dieser Statistik sind auch die Informationen aus dem Handel mit Energiekommoditäten innerhalb der EU erfasst, die durch INTRASTAT-SK gewonnen werden. Die Eingangsdaten sind die Jahresangaben, die durch fünf Firmenfragebögen ermittelt werden.

Unter dem Aspekt der Energieversorgungssicherheit sind die Informationen über die Infrastruktur der Energielieferungen vor allem für die richtige Einschätzung der künftigen Auswirkungen auf Umfang und Sicherheit der Lieferungen wichtig. Die Informationen über die Basisinfrastruktur werden durch jährliche Fragebögen erhoben (Länge von Leitungen, Kapazität der Speicher, maximale Versorgung mit Erdgas und maximale Eingangskapazität, installierte Leistung der Kraftwerke nach Produktionstypen) in Kombination mit administrativen Quellen und Daten aus dem Unternehmensbereich.

Die operativen Daten aus den Monaterhebungen werden in der Publikation *Ausgewählte Energieparameter* veröffentlicht. Die umfassenden Jahresdaten werden in der Publikation *Energetika* vom Statistikamt publiziert. Darin findet sich die Energiebilanz der SR, Angaben zum jährlichen Verbrauch von Brennstoffen und Energien in ausgewählten Branchen, Daten über die Produktion von Strom und Wärme aus der SR und im regionalen Überblick, Zeitreihen aus den Bilanzfaktoren.

Die komplexen Zeitreihen der Daten über die Energiewirtschaft der SR sind auf den Internetseiten des Statistikamts der SR und in der Datenbank Slovstat in der Gliederung Energiebilanz, Brennstoffverbrauch, Strom und Wärme und Historische Daten zur Verfügung. Daneben sind auch umfassende Daten aus dem internationalen Vergleich zur Verfügung, wie auch auf den Seiten von Eurostat.

8.2.3 Krisenmanagement

Notstand in der Energiewirtschaft ist ein plötzlicher Mangel oder drohender Mangel bei einzelnen Energiearten, die eine Verringerung oder Unterbrechung einer Versorgungsunterbrechung oder Ausfall einer Kapazität verursachen können, die länger als 24 h andauert. Als Folge von:

- a) außerordentlicher Ereignisse,
- b) Maßnahmen der Behörden während einer wirtschaftlichen Mobilisierung,
- c) Unfall bei einer Anlage zur Erzeugung, Übertragung und Distribution von Strom, auch außerhalb eines bestimmten Gebiets,
- d) Unfall bei Anlagen für die Erzeugung, Transport, Speicherung und Distribution von Gas, auch außerhalb eines bestimmten Gebiets,
- e) Gefährdung der Sicherheit und Betriebszuverlässigkeit des Stromsystems,
- f) Gefährdung der Sicherheit und Betriebszuverlässigkeit des Gasnetzes,
- g) Unzureichende Energiequellen,

h) Terrorangriff.

Der Notstand bei Strom in einem bestimmten Gebiet wird vom Ministerium verlautbart, auf der Grundlage eines Vorschlags vom Regulator und über die öffentlichen Medien verbreitet. Der Betreiber des Übertragungssystem meldet Beginn und Ende der Notstand unverzüglich dem Ministerium.

Der Notstand in der Gasversorgung auf einem bestimmten Gebiet oder Teilgebiet wird ebenfalls über die Medien bekannt gegeben. Der Betreiber des Übertragungssystem meldet Beginn und Ende der Notstand unverzüglich dem Ministerium.

Sobald der Notstand ausgerufen wurde, haben sich die Lizenzinhaber an der Beseitigung der Ursachen und Folgen und der Erneuerung der Lieferungen von Strom und Gas zu beteiligen.

Bei einem Notstand ist jeder Marktteilnehmer verpflichtet, sich den beschränkenden Maßnahmen unterzuordnen.

Der Erdölnotstand wird durch eine Verordnung kundgemacht, wenn sich der durchschnittliche Import von Erdöl soweit gegenüber dem durchschnittlichen monatlichen Nettoimport im vorhergehenden Kalenderjahr verringert (oder erwartet wird), dass Versorgungsprobleme zu erwarten sind.

Der Vorschlag zur Ausrufung des Notstands legt der Vorsitzende des Fonds der staatlichen Reserven der Regierung vor.

Der Notstand bei der Wärmeversorgung im Sinne von Gesetz Nr. 675/2004 Slg. über die Wärmenergiewirtschaft wird ausgerufen, wenn die Wärmeversorgung für mehr als 48 h aus folgenden Gründen ausfällt:

- a) außerordentliches Ereignis,
- b) Havarie oder Störungen bei den Wärmeanlagen,
- c) langfristiger Mangel an Wärmeenergiequellen, zu denen Brennstoffe, Strom und Wasser zählen,
- d) Smogsituation gemäß eigenen Vorschriften,
- e) Terrorangriff,
- f) Maßnahmen von staatlichen Behörden bei Bedrohung des Staates oder Erklärung des Kriegszustands.

Betriebsereignisse der Nuklearanlagen und Ereignisse beim Transport von radioaktiven Material werden von Gesetz Nr. 541/2004 Slg. über die friedliche Nutzung der Atomenergie (Atomgesetz) und die Veränderung und Ergänzung einiger Gesetze geregelt.

Ein Betriebsereignis ist ein Ereignis, bei dem es bei einer Nuklearanlage zur Gefährdung oder Störung der nuklearen Anlage bei der Inbetriebnahme der Anlage, beim Betrieb oder bei der Dekommissionierung oder während des Verschließens eines Endlagers kam.

Ein Ereignis beim Transport ist ein Ereignis beim Transport von radioaktivem Material, das den Vorschriften der nuklearen Sicherheit nicht entspricht.

Die Betriebsereignisse und Ereignisse beim Transport werden in Ereignisse, Störfälle und Havarien unterteilt. Die Vorgangsweise für unvorhergesehene Ereignisse ist in der Kundmachung der Atomaufsichtsbehörde UJD SR Nr. 55/2006 Slg. über die Details der Havarieplanung bei einem Unfall oder einer Havarie beschrieben. Detaillierte Vorgangsweisen für die einzelnen Krisensituationen sind in der Beilage.

8.3 Kostenabschätzung

Die Kostenabschätzung bezieht sich auf die Maßnahmen der einzelnen Kapitel der Strategie zur Energieversorgungssicherheit und in den Beilagen der weiteren strategischen Dokumente, die die Regierung der SR verabschiedet hat (Rohstoffpolitik, Strategie zur höheren Nutzung von Erneuerbaren Energien, Konzept der Energieeffizienz, Aktionsplan für die Energieeffizienz 2008-2010), Nationaler Strategischer Rahmen zur Nutzung der Strukturfonds, aber auch aus den geplanten Projektvorhaben, die aus privaten Quellen finanziert werden.

Das Programm für die Entwicklung der Produktionskapazitäten der Stromwirtschaft zur Sicherstellung einer ausgeglichenen Bilanz bei Verbrauch und Produktion von Strom erfordert die Investition von 464 Mrd. Sk bis 2030. Der größte Anteil wird für die Erneuerbaren mit 44 % sein, etwas weniger Nuklearenergie mit 36%, Wärmekraftwerke 15 % und Pumpspeicherkraftwerk Ipel 15 %.

Die Entwicklung des Stromsystems der SR einschließlich des Übertragungs – und Distributionssystems wird bis 2030 mehr als 20 Mrd. Euro betragen.

8.4 Information der Öffentlichkeit

Der Bereich der Erhöhung des Konsumentenbewusstseins über Energie, die Bedeutung des Begriffs „Energiepreis“ und Energiedienstleistungen, über die Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz und Nutzung von Erneuerbaren wurde in der SR langfristig vernachlässigt. Dadurch herrscht ein akuter Mangel an Informationen auf allen Ebenen. Der Verbraucher ist ein wesentlicher Teil der Energiekette, weil er die Nachfrage bestimmt und damit auch den Energiebedarf. Der Bereich des Energieverbrauchs als Markt mit Energierohstoffen und Energiedienstleistungen hat einen grundlegenden Einfluss auch unter makroökonomischem Gesichtspunkt, der den Bruttoverbrauch von Energie der Volkswirtschaft bestimmt, aber auch einen wesentlichen Einfluss auf die Handelsbilanz der SR ausübt. Ein weiterer wichtiger Faktor ist, dass der Energieverbrauch einen großen Einfluss auf den Umweltschutz hat, wie auch auf die Treibhausemissionen, einem heute weltweit diskutierten Thema. Und nicht zuletzt hat die Verbraucherseite einen grundlegenden Einfluss auf die vorbereitete Strategie zur Energieversorgungssicherheit, da es um die Nachhaltigkeit der Energiesysteme, die Importabhängigkeit und die strategische Bedeutung einer sicheren und wirtschaftlich akzeptablen Energieversorgung geht.

Ein gut funktionierender Markt für Energieeinsparungen und Produkte mit hoher Energiewirksamkeit erfordern einen einfachen Zugang und ein einfaches System von relevanten Informationen. Die Informationen über den Energieverbrauch, die

Energieeffizienz von Technologien und Lösungen, wie auch mögliche Einsparungen müssen leicht zugänglich sein.

Wichtig ist, dass die Informationsinitiative koordiniert ist und eine gegenseitige Verbindung zwischen den allgemeinen und gezielten Informationen und der Bewerbung besteht. In diesem Fall hat der Staat eine hohe Verantwortung für die Qualität der Informationen. Wenn die Anzahl der Marktteilnehmer, die mit ihren Entscheidungen die Energieversorgungssicherheit beeinflussen, sehr groß ist, so stellt dies einen breiten Raum für Aktivitäten zur Verfügung, wie etwa Bildung und Schulung, ein Netz kostenfreier Energieberatung und verschiedene Arten von Dienstleistungen.

- a) Sicherstellung der Informiertheit des Verbrauchers über den Verbrauch und die Energiekosten für alle Sektoren, vor allem für Wohnsektor und Haushalte im Falle von Investitionsentscheidungen. Das betrifft vor allem Unkenntnis über das Monitoring des eigenen Verbrauchs, sei es aufgrund einer verringerten Identifikation der Energieströme, oder aufgrund der komplexen Rechnungen.
- b) Wichtig ist auch die Erhöhung der Information über die verfügbaren und verlässlichen neuen Technologien. Die Verbraucher müssen erkennen, wo es Informationsquellen gibt, wie man sie objektiv bewertet und wie alternative ökonomisch effektive Lösungen aussehen.
- c) Die Erhöhung der Information über die zusätzlichen Vorteile der energieeffizienten Anlagen könnte mit Hilfe spezialisierter Webseiten und weiterer Informationskanäle durchgeführt werden.
- d) Der Erfolg der Gesamtstrategie wird in einem großen Umfang von der Informiertheit über Finanzierungsmöglichkeiten auf nationaler und Europäischer Ebene abhängen.

9 Prioritäten und geplante Projekte in der Energiewirtschaft

9.1 Prioritäten

Zur Sicherstellung der Ziele der Energieversorgungsstrategie werden die folgenden Prioritäten gesetzt:

- Fertigstellung der Blöcke 3 und 4 des KKW Mochovce,
 - Errichtung eines neuen KKW in Bohunice,
 - Bewertung der Errichtung eines neuen KKW in der Ostslowakei (z. B. Kecerovce),
 - Bewertung der Machbarkeit des Uranabbaus in der SR.
- effektive Nutzung der heimischen Energiequellen
- Rekonstruktion des Wärmekraftwerks Novaky,
 - Schaffung von Bedingungen zum optimalen Kohleabbau,
 - Bewertung der neuen Technologien für den Kohleabbau (Kohlevergasung und Lagerung von CO₂),
- Erhöhung der Nutzung der Erneuerbaren
- bei der Stromproduktion vor allem Wasserkraft, Biomasse (einschließlich Biogas) und Geothermie nutzen; Förderung der Forschung und neuer Technologien zur Nutzung der Solarenergie,
 - Im Rahmen der Wärmeproduktion Nutzung der Biomasse, Geothermie und Solarenergie,
 - beim Verkehr auf Biotreibstoffe setzen,
- Erhöhung der Kogeneration und Förderung der hocheffektiven Kogeneration,
- Stärkung des innerstaatlichen Übertragungssystems, Errichtung neuer Übertragungskapazitäten von Strom zu den Nachbarstaaten und verbesserte Zusammenarbeit der Betreiber der Übertragungskapazitäten,
- zur Regulation des Stromsystems ist ein Pumpspeicherkraftwerk (Ipel) nötig und die Rekonstruktion oder Errichtung neuer Quellen mit Steinkohle als Brennstoff (Ostslowakei)
- Erhöhung der existierenden und Errichtung neuer Ergastransportkapazitäten zu den Nachbarstaaten (Österreich, Ungarn, Polen) mit dem Ziel die Grundlagen für die Diversifizierung der Erdgasversorgung zu erschaffen,
- Analysieren der möglichen Lösungen für die Sicherstellung der Erdgasversorgung,
- Errichtung der Pipeline-Verbindung Bratislava – Schwechat,
- Fertigstellung der Mindestvorräte von Erdöl und ausgewählter Erdölprodukte,
- Höhere Nutzung der öffentlichen Verkehrsmittel, Eisenbahn und Schiff,
- Erhöhung der Energieeffizienz und der Energiesparmaßnahmen,
- Unterstützung einer aktiven einheitlichen Vorgehensweise der EU-Staaten in der Energiepolitik
- Erhaltung guter Verhältnisse zu den Ländern, aus denen auf der Basis gegenseitiger Vorteile Energie importiert wird,
- entsprechend den Politiken der relevanten internationalen Organisationen Maßnahmen zur Bereitschaft der SR gegenüber Terrordrohungen auf die Transportwege verabschieden

9.2 Geplante Projekte

In den nächsten Jahren werden unter dem Aspekt der Energieversorgungssicherheit die folgenden Investitionen nötig:

Projekt	Technische Parameter	Termin für die Realisierung	Angenommene Kosten in Mio. EURO
Elektroenergetische Quellen			
Leistungserhöhung KKW *	180 MW	Bis 2010	120
KKW Mochovce 3,4 *	880 MW	bis 2013	2 310
Erhöhung der Leistung MO 34	60 MW	Bis 2015	10
Wärmeleistung Nováky * (Rekonstruktion)	125 MW	bis 2013	160
Heizkraftwerk Zvolen *	70 MW	bis 2009	36
Wärmeleistung Vojany ** (Rekonstruktion)	830 MW	2010 - 2018	1280
Kraftwerk Slovensko sredné	600 MW davon 300 MW	Bis 2020 Bis 2014	900 500
Gasdampfleistung Ostslowakei**	400 MW	Bis 2013	320
Dampfleistung Malženice	400 MW	bis 2012	400
Gasdampfleistung Mittel – oder Westslowakei **	100 MW	bis 2012	80
Wasserleistung Sered' - Hlohovec*	52 MW	bis 2015	360
Energieökonomische Nutzung der Váh im Abschnitt zwischen Stauanlage Žilina und Stauanlage Lipovec **	18 MW	bis 2015	100
Wasserleistung Slatinka **	3,5 MW	do 2013	10
Verbindungen des Stromsystems			
PS – Verbindung Bošáca – ČR	1x400 kV	od 2013	86
PS – Verbindung Moldava – Ungarn***	2x400 kV	od 2012	154
PS – Verbindung Kapušany – Ukraine	2x400 kV	od 2012	7
PS – Verbindung Varín – Polen	2x400 kV	od 2015	110
PS – Anbindung Rimavská Sobota – Ungarn	1x400 kV	od 2012	20
Verbindung der Ölpipelinennetze und Speicherkapazitäten			
Pipeline-Verbindung	3,25 Mio. t/r	2010	13

Bratislava – Schwechat			
Erdöltransport aus der ČR in die SR (Pipeline IKL/Družba 1)	2 Mio. t/r	x	8
Erdöltransport vom Kaspischen Meer (Pipeline Odessa – Brody)	x	x	53
Errichtung von Speicherkapazitäten für Erdöl	für 90 Tage Vorräte	2009	85
Verbindung von Gasleitungen			
PP SR – Österreich (Vysoká – Baumgarten)	Kap: 1 Mrd. m ³	2008	5
PP SR – Ungarn (V. Krtíš – Balassagyarmat)	Kap: 10 Mrd. m ³	bis 2015	55 - 77
PP SR – Polen (V. Kapušany – Jamal)	Kap: 25–30 Mrd. m ³	bis 2015	440 – 495 (Teil SR) 120 km
Errichtung von Erdgasspeichern			
Optimierung und Erhöhung der Betriebssicherheit von unterirdischem Erdgasspeicher Láb 1.-3.Bau	erhöhte Kapazität um ca. 300 Mio. m ³	2008 – 2010	66
Unterirdischer Erdgasspeicher Gajary-báden	600 Mio. m ³	2008 – 2017	165
Unterirdischer Erdgasspeicher Križovany nad Dudváhom	2,0 – 4,5 Mrd. m ³	2011 – 2015	250
Unterirdischer Erdgasspeicher Cífer	1 - 1,5 Mrd. m ³	2011 – 2015	245
Unterirdischer Erdgasspeicher Golianovo - Čechynce	1 - 1,5 Mrd. m ³	2012 – 2015	180 - 210
Unterirdischer Erdgasspeicher Nižná – Veľké Kostolany	0,5 - 1 Mrd. m ³	2012 – 2015	130 - 180

PS – Übertragungssystem (Strom)

* geplantes Projekt

** Initiierung der Errichtung (bei Gasdampfzyklus ist Wärmenutzung zu berücksichtigen)

*** reziprok bedingt Ungarn die Errichtung folgender Verbindungen:

Projekt	Technische Parameter	Frühester Betrieb	Geplante Kosten in Mio. Euro
PS – Verbindung Rimavská Sobota – Ungarn	1x400 kV	bis 2012	18

Langfristig sind folgende Projekte für die Energieversorgungssicherheit notwendig:

Projekt	Technische Parameter	Termin für die Realisierung	Angenommene Kosten in Mio.

			EURO
Wasserkraftwerk Wolfsthal - Bratislava ²	148 MW	bis 2020	980
KKW Jaslovské Bohunice	1 200 MW	bis 2025	3 320
Pumpspeicherkraftwerk Ipeľ	600 MW	bis 2020	900
Pumpspeicherkraftwerk Devínsky lom ³	1 100 MW	bis 2030	1 200
KKW Kecerovce	1 200 MW	nach Abschaltung des KKW V2 Jaslovské Bohunice	3 870

Die genannten Investitionen schlagen wir vor durch eine direkte finanzielle Beteiligung von Privatinvestoren zur realisieren. Sollte langfristig ein Bedarf an einer anderen Form der Finanzierung entstehen, z. B. auch in der Form von Public-Private Partnership, wird es nötig, bei der Projektfinanzierung die notwendigen Entscheidungen zu verabschieden.

Über die Verwendung von Finanzmitteln aus dem Staatshaushalt für die Realisierung gewisser Maßnahmen, die der Erreichung der Ziele der Energieversorgungsstrategie dienen, wurde bereits in der Vergangenheit entschieden, bei der Verabschiedung der Rohstoffpolitik, Strategie zur höheren Nutzung von Erneuerbaren Energien, Konzept der Energieeffizienz, Aktionsplan für die Energieeffizienz 2008-2010, Nationalem Strategischen Rahmen zur Nutzung der Strukturfonds.

Diese Anforderungen sind besonders aktuell im Fall der Realisierung der Maßnahmen mit Ausrichtung auf:

- Nutzung der Erneuerbaren Quellen bei der Produktion von Strom und Wärme,
- Erhöhung der Energieeffizienz,
- Verringerung der Energieintensität,
- Forschung und Entwicklung in der Energiewirtschaft.

Finanzierungsmöglichkeit für die Projekte in den einzelnen Bereichen sind:

- Projektträger,
- Strukturfonds der EU,
- Staatshaushalt,
- andere Finanzierungsmöglichkeiten – Finanzierung durch einen Dritten

² Wasserkraftwerk Wolfsthal - Bratislava ist ein slowakisch-österreichisches Kraftwerk mit 50 % Anteil für die SR.

³ Diese installierte Leistung kann man nur im Falle der Existenz des Wasserkraftwerks Wolfsthal – Bratislava erreichen. Ohne dieses ist nur mit der halben Leistung zu rechnen. In beiden Fällen ist eine Zustimmung der österreichischen Seite nötig, da es sich um einen Grenzfluss handelt. An diesem Ort befindet sich die „geschützte Lagerstätte Sandberg" mit der höchsten Schutzstufe (5.), das „Naturreservat Devínska kobyla“ mit Stufe 4. und 5. und das „geschützte Landschaftsgebiet Malé Karpaty" mit Schutzstufe 2. und 3.

- Finanzierung der Projekte durch PPP.

Die konkreten Vorhaben für die Finanzierung der Projekte über die Strukturfonds werden im Nationalem Strategischen Rahmen zur Nutzung der Strukturfonds 2007 bis 2013 behandelt. Bei den Mitteln aus dem Staatshaushalt wird man entsprechend den Regeln der Subventionen und den Prinzipien der ökonomischen Effektivität vorgehen.

Neben der Finanzierung spielt bei der Nutzung von Erneuerbaren Quellen für die Strom – und Wärme Gewinnung eine Schlüsselrolle auch die vom Regulator angewendete Preispolitik. Daher wird in der nächsten Periode in diesem Bereich die Schaffung eines stabilen regulatorischen Rahmens sein, damit eine angemessene Amortisierung der Investition gesichert wird.

Der Vorschlag für die horizontalen Maßnahmen zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit der SR ist in der Beilage angeführt.

10 Beilagen

10.1 Rechtliche Vorschriften im Bereich der Energiewirtschaft

10.2 Information der Öffentlichkeit

10.3 Lösung außerordentlicher Ereignisse

10.4 Maßnahmenplan für die Energieversorgungssicherheit

10.5 Möglichkeiten für die Finanzierung der Projekte

10.6 Verzeichnis der Kommissionsmitglieder

10.7 Karte der SR mit den Standorten der Stromerzeugungskapazitäten