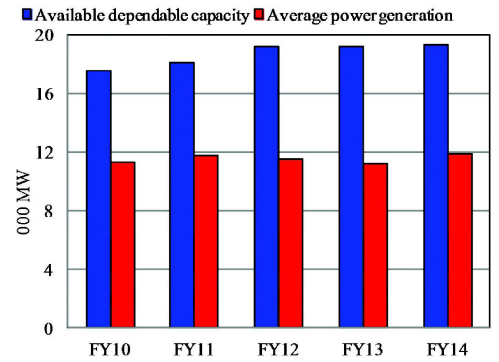
3 توانائی

3.1 عمومی جائزہ

گذشتہ چند برسوں کے دوران توانائی کی ملکی پالیسی میں بجلی کی پیداوار بڑھانے پر توجہ مرکوز رہی ہے جس کے ملے جلے نتائج برآمد ہوئے ہیں کیونکہ تقسیم کا موجودہ نظام غیر معینہ مدت تک 15,000 میگاواٹ سے زائد بجلی فراہم کرنے کی پوزیشن میں نہیں ہے۔ فی الوقت اصل مسئلہ تقسیم ہے پیداوار نہیں (شکل 3.1)۔ اس لیے، اگر موجودہ پیداواری یونٹس اپنی گنجائش کی تین چوتھائی پیداوار دے رہے ہوں تب بھی ملک کے پاس اس بجلی کو صارفین میں تقسیم کرنے کی صلاحیت نہیں ہے۔ پس پالیسی میں تقسیم پر زیادہ توجہ دینے کی ضرورت ہے اور اس کے لیے اقدامات میں تقسیم کار کمپنیوں کی جلد تشکیل نو (اور نجکاری) اور بجلی کی تقسیم میں حکومتی سرمایہ کاری جیسے اقدامات شامل ہیں۔

شکل 3.1: بجلی کی پیداوار اور گنجائش



Source: CPPA & NTDC

مالی سال 14ء کا آغاز مثبت انداز میں ہوا تھا کیونکہ جون 2013ء میں گردشی قرضے کا تصفیہ ہو گیا تھا (حکومت کی جانب سے مالی سال 14ء میں کیے گئے اقدامات کی فہرست دیکھئے باکس 3.1 میں)۔ مزید برآں، نومنتخب حکومت بجلی کے بحران کے بنیادی مسائل کو حل کرنے میں واضح موقف کی حامل اور پوری طرح سنجیدہ تھی۔ خصوصاً حکومت قیمتوں میں اتار چڑھاؤ، ناکافی وصولیوں، زراعانت کے مہنگے اور خراب اہداف، نظم و نسق اور ضوابطی کمزوریوں اور توانائی کی رسد و تقسیم کی پست استعداد جیسے مسائل مخصوص مدت میں حل کرنے کے ایک منصوبے پر عملدرآمد میں پوری طرح سنجیدہ ہے۔ بدقسمتی سے ان میں سے بیشتر اصلاحات (تقسیم کرنے والی کمپنیوں کی نجکاری، گھرانوں کے ٹیرف میں اضافہ، سی این جی کی قیمت کی درستی اور گیس مختص کرنے میں گھرانوں کو کم ترجیح دینا) شروع نہیں کی جا سکیں یا ان پر پیش رفت بہت سست ہے۔

درحقیقت نظام کے مسائل بدترین رخ اختیار کر چکے ہیں جس کی عکاسی لوڈ مینجمنٹ کے تسلسل اور مالی سال 13ء کے آخر میں تصفیے کے باوجود گردشی قرضوں کے ایک بار پھر جمع ہونے سے ہوتی ہے۔ اگرچہ مالی سال 14ء میں ایسے بہت کم دن تھے جب (گذشتہ برس کے مقابلے میں) طلب و رسد کا فرق 4,000 میگاواٹ سے تجاوز کر گیا تھا لیکن مالی سال 12ء کے مقابلے میں صورتحال نمایاں بگاڑ کو ظاہر کرتی ہے۔

اگرچہ رسد بڑھانے کے اقدامات طویل مدتی حل کا کلیدی حصہ ہیں لیکن قلیل مدت میں طلب و رسد کا فرق پورا کرنے کے لیے توانائی کی بچت کو فروغ دینا چاہیے۔ طلب کے لحاظ سے بجلی کا صرف درست کرنے کے لیے پالیسی اقدامات نہیں کیے گئے۔ حکومت نے مالی سال 14ء میں قیمتیں بڑھادی تھیں لیکن اس کے اثرات زیادہ تر کمرشل اور صنعتی صارفین پر مرتب ہوئے تھے (یعنی پیداواری استعمال کنندگان پر) نہ کہ گھرانوں کے صارفین پر جو اقتصادی نقطہ نظر سے کم پیداواری ہیں۔ بجلی کے صرف کو پیداواری و غیر پیداواری استعمال کنندگان کے درمیان متوازن بنانے کی ضرورت کو مدنظر رکھتے ہوئے قیمتوں میں نظرثانی کے اہداف کو بہتر بنایا جا سکتا تھا۔ ہمیں یقین ہے کہ صرف کے آمیزے کو بہترین موافق سطح پر لائے بغیر بجلی کے موجودہ بحران سے باہر نکلنے کے امکانات خوش آئند معلوم نہیں ہوتے۔ گھرانوں کے لیے گیس و بجلی دونوں کی قیمتوں کو درست کرنے کی ضرورت ہے تاکہ گھرانوں کی حوصلہ افزائی ہو سکے کہ وہ زیادہ مستعد گھریلو آلات استعمال کریں اور اس کے زیاں کو روکا جا سکے۔ اس لیے پائیدار اقتصادی ترقی کا دارومدار اس سوچ کو بدلنے پر ہوگا کہ سستی بجلی درست ہے اور ایک ایسی ثقافت کو فروغ دینا ہوگا جس میں اس کی بچت اور پیداواری استعمال کی حوصلہ افزائی ہو سکے۔

شعبہ توانائی کے مسائل اتنے پیچیدہ ہیں کہ انہیں فوری طور پر حل نہیں کیا جاسکتا۔ قلیل مدت میں تقسیم کے موجودہ نظام کو جنگی بنیادوں پر بدلنے کی ضرورت ہے۔ تب ہی حکومت کو پیداوار بڑھانے پر توجہ مرکوز کرنی چاہیے، جو آئندہ برسوں میں لائن کا حصہ بنے گی۔ قلیل گیس کو کھاد اور ٹرانسپورٹ کے شعبوں کے بجائے بجلی کے شعبے کو دینے سے بجلی کی پیداوار پر مثبت اثرات مرتب ہوں گے، کیونکہ یہ شعبہ پوری معیشت پر اثر انداز ہوتا ہے۔ اختصاص کرنے میں اس تبدیلی سے نہ صرف ملک کی موجودہ پیداواری گنجائش بڑھے گی بلکہ یہ جاذب لاگت ہوگی اور اس سے نو تشکیل شدہ جینکوز اور ڈسکوز کو اپنی تقسیم میں حائل رکاوٹوں پر توجہ مرکوز کرنے میں بھی مدد ملے گی۔

پیداوار کا موجودہ آمیزہ غیر مستعد ہے اور قلیل مدت میں اسے ٹھیک نہیں کیا جاسکتا۔ حالیہ مہینوں کے دوران عوامی احتجاج کے باعث قیمتیں بڑھانا سیاسی طور پر مشکل ہے۔ اس لیے ضرورت اس امر کی ہے کہ تیل پر چلنے والے منصوبوں کو کوئلے پر منتقل کیا جائے۔ گیس کی رسد کی ہموار اور مناسب فراہمی یقینی بنانے کے لیے گیس کی دریافت میں تیزی لائی جائے۔ درحقیقت پالیسی سازوں کو چاہیے کہ وہ توانائی کے شعبے کو درپیش ساختی اور پیچیدہ دشواریوں سے نمٹیں نہ کہ پوری توجہ قلیل مدتی حل پر مرکوز کی جائے جو مستقبل میں مزید مشکلات پیدا کرنے کا باعث بنے گا۔

باکس 3.1: حکومت کی جانب سے توانائی کے شعبے میں کیے جانے والے اہم اقدامات

بجلی سے متعلق:

1۔ گردشی قرضے کا تصفیہ (28 جون 2013ء کو 342 ارب روپے کی ادائیگی اور 21 جولائی 2013ء کو 138 ارب روپے کا غیر نقد تصفیہ)۔

2۔ کمرشل و صنعتی صارفین کے لیے ٹیرف میں اضافہ اور گھرانوں کے صارفین کے سیلبس پر نظر ثانی۔ جس کے نتیجے میں مالی سال 14ء کے دوران گذشتہ برس کے مقابلے میں ٹیرف کے تفرق پر زر اعانت میں کمی واقع ہوگئی۔

3۔ بجلی چوری کے خلاف قانون سازی: 861 صنعتی و 6,900 گھرانوں کے صارفین پر مالی سال 14ء کے آخری آٹھ مہینوں کے دوران فردِ جرم عائد کی گئی ہے۔

4۔ ملکی توانائی کی موجودہ اور مستقبل کی ضروریات پوری کرنے کے لیے بجلی پالیسی کا اجرا۔ 2017ء کے لیے مقرر کردہ اہم اہداف یہ ہیں: (الف) لوڈ شیڈنگ کا مکمل خاتمہ (ب) بجلی کی پیداواری لاگت کو 12 سینٹس / یونٹ سے کم کر کے 10 سینٹس / یونٹس کرنا (ج) ترسیل کے نقصانات کو 25 فیصد سے کم کر کے 16 فیصد کرنا اور (د) بلوں کی وصولی کی شرح کو بہتر بنا کر اسے 95 فیصد کرنا۔

گیس سے متعلق:

1۔ گیس (کنٹرول اور بازیابی) آرڈیننس 2014ء کا نفاذ۔ جس کے تحت حکومت کو صوبائی اور ضلعی سطح پر گیس یوٹیلٹی عدالتیں قائم کرنے کا اختیار دیا گیا ہے جنہیں گیس نادہندگان کے خلاف مقدمات کا فیصلہ کرنے کا اختیار ہوگا جو مالی ادارے (قرضوں کی بازیابی) آرڈیننس کے تحت قرضوں کی بازیابی جیسا ہے۔

2۔ چار برسوں کے وقفے سے تیل و گیس کی دریافت کے لیے 50 نئے لائسنسوں کا اجرا۔ اس اقدام سے امکان ہے کہ دریافت و پیداوار کی سرگرمیوں کو فروغ ملے گا۔

3۔ اینگری ٹرمینل آف پاکستان لمیٹڈ (اینگرو کارپوریشن کا ایک ذیلی ادارہ) کو پورٹ قاسم پر ایل این جی ٹرمینل تعمیر کرنے کا لائسنس جاری کیا گیا۔

4۔ گوادر کی بندرگاہ پر ایک اضافی ایل این جی ٹرمینل کی منصوبہ بندی کی گئی ہے جسے نوابشاہ پر ایس ایس جی سی نیٹ ورک سے 711 کلومیٹر طویل پائپ لائن کے ذریعے منسلک کیا جائے گا۔ اس پائپ لائن کی تکنیکی ماہیئت کی معلومات ویسی ہی ہیں جیسی مجوزہ آئی پی گیس پائپ لائن منصوبے کی ہیں اور اسے آئی پی منصوبے کے لیے استعمال کیا جاسکتا ہے۔

کوئلے سے متعلق:

1۔ حکومت پاکستان نے تھر، سندھ میں ذیل میں دیے گئے کوئلے کے بلاکس کو لیز پر دے دیا ہے:

(الف) بلاک۔ II حکومت سندھ اور میسرز اینگرو پاورجین (پرائیویٹ) لمیٹڈ کا مشترکہ منصوبہ 600 تا 1,000 میگاواٹ پاور پلانٹ کے لیے۔

(ب) بلاک۔ III میسرز کوگر انرجی یو کے لمیٹڈ کو زیر زمین کوئلے کی گیسی فیکیشن (gasification) اور 400 میگاواٹ کا ایک پاور پلانٹ قائم کرنے کے لیے۔

(ج) بلاک۔ IV میسرز بن دائن گروپ، متحدہ عرب امارات کو کوئلے کی کان تیار کرنے اور 1,000 میگاواٹ کا پاور پلانٹ قائم کرنے کے لیے۔

(د) بلاک۔ V منصوبہ بندی کمیشن کو 50 میگاواٹ کے زیر زمین کوئلہ گیسی فکیشن منصوبہ اور

(ہ) بلاک۔ VI میسرز اوریکل کول فیلڈ پی ایل سی، یو کے، کوئلے کی کان کو ترقی دینے اور 300 میگاواٹ کا بجلی پلانٹ نصب کرنے کے لیے جسے بڑھا کر 1,000 میگاواٹ تک کیا جاسکتا ہے۔

3.2 بجلی

لوڈ مینجمنٹ کی سطح بہت بلند ہے[1]

پاکستان کو گذشتہ چند برسوں میں بجلی کی شدید قلت کا سامنا رہا ہے۔ بنیادی مسائل (قیمتوں میں اتار چڑھاؤ، بجلی پیدا کرنے کی بلند لاگت، نظم ونسق وضوابطی خامیاں، ترسیل وتقسیم کی خراب کارکردگی وغیرہ) کو حل کرنے کے بجائے پالیسی ساز پیداواری گنجائش بڑھانے پر توجہ مرکوز کرتے ہیں (یعنی گردشی قرضے کا تصفیہ، رینٹل پاور پروجیکٹ، گیس پر مبنی پیداواری صلاحیت میں اضافہ وغیرہ)۔ مزید برآں، بجلی کے صرف کو درست کرنے کے لیے پالیسی اقدامات کا فقدان ہے جس کے نتیجے میں بجلی کی پیداوار (رسد) میں نمایاں بہتری نہیں آسکی اور طلب میں مسلسل اضافہ ہوتا رہا (**جدول 3.1**)۔ گذشتہ تین برسوں کے دوران طلب ورسد کا فرق تقریباً 4,000 میگاواٹ کی ناپائیدار بلند سطح پر موجود رہا ہے۔

ایک دن میں 4,000 میگاواٹ سے زائد لوڈ مینجمنٹ، جو م س 08ء میں غیر معمولی سمجھی جاتی تھی، اب معمول بن چکی ہے (**جدول 3.2**)۔[2،3] اگرچہ م س 14ء میں گذشتہ برس کی نسبت معمولی بہتری دیکھی گئی لیکن لوڈ مینجمنٹ کی موجودہ سطح انتہائی بلند ہے اور مئی 2014ء میں 7,300 میگاواٹ سے بڑھ گئی تھی۔

تقسیم کے نظام کی مشکلات اہم رکاوٹ ہیں

ہمارے خیال میں نامناسب پیداواری گنجائش نہیں بلکہ پرانا اور خراب انتظام کا حامل تقسیم کا نیٹ ورک لوڈ مینجمنٹ کو اتنی بلند سطح پر رکھنے کا سبب ہے۔ ترسیل و تقسیم کا موجودہ نظام صرف 11,500 سے 12,500 میگاواٹ لوڈ قابل بھروسہ انداز میں اٹھا سکتا ہے۔ بہ الفاظ دیگر اس سے زیادہ لوڈ کے باعث تقسیم کے نیٹ ورک میں بریک ڈاؤن کا امکان بڑھ جاتا ہے، جو کہ عام ہوتا جارہا ہے۔

اس کا مطلب ہے کہ پیداواری گنجائش کے بجائے ترسیل وتقسیم کا موجودہ نظام بڑی رکاوٹ ہے۔ ان خیالات کو اس حقیقت سے بھی تقویت حاصل ہوتی ہے کہ پیداوار کی پست سطح کے نتیجے میں ہونے والی لوڈ مینجمنٹ میں دراصل گذشتہ چند برسوں کے دوران کمی آرہی ہے (**شکل 3.2**)۔ حقیقی مسئلہ تقسیم کا ہے جسے بجلی کے شعبے میں م س 12ء سے بالادستی حاصل رہی ہے۔ جیسا کہ **شکل 3.2** میں دکھایا گیا ہے، م س 14ء میں تقریباً 65 فیصد لوڈ مینجمنٹ کا سبب نقائص سے بھرپور تقسیم کا نیٹ ورک تھا۔[4]

جدول 3.1: بجلی میں طلب ورسد کا فرق

	بجلی کی اوسط پیداوار		بجلی کی اوسط بلند طلب	
	میگاواٹ	فیصد تبدیلی	میگاواٹ	فیصد تبدیلی
م س 08ء	11,347	-4.6	13,420	8.4
م س 09ء	10,982	-3.2	13,630	1.6
م س 10ء	11,374	3.6	14,715	8.0
م س 11ء	11,808	3.8	14,696	-0.1
م س 12ء	11,580	-1.9	15,470	5.3
م س 13ء	11,267	-2.7	15,266	-1.3
م س 14ء	11,924	5.8	15,774	3.3
سی اے جی آر		0.03		3.53

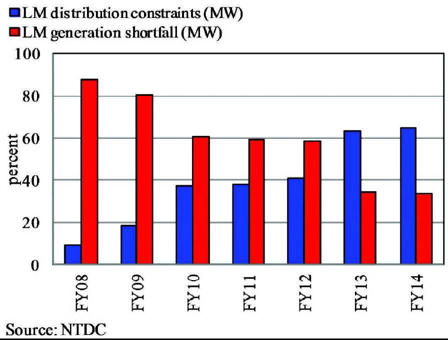
ماخذ: این ٹی ڈی سی، تجزیہ کار کا تخمینہ

جدول 3.2: لوڈ مینجمنٹ کے تحرکات

	اوسط لوڈ مینجمنٹ (یومیہ میگاواٹ)	زیادہ سے زیادہ لوڈ مینجمنٹ (یومیہ میگاواٹ)	4,000MW< کے لوڈ مینجمنٹ کے دنوں کی تعداد
م س 08ء	2,073	5,454	55
م س 09ء	2,648	7,018	96
م س 10ء	3,334	6,408	129
م س 11ء	2,888	6,151	63
م س 12ء	3,889	8,393	167
م س 13ء	3,999	7,078	200
م س 14ء	3,858	7,305	183

ماخذ: این ٹی ڈی سی، تجزیہ کار کا تخمینہ

شکل 3.2: لوڈ مینجمنٹ کے ذرائع (مجموعی لوڈ مینجمنٹ میں حصہ)



1 لوڈ مینجمنٹ کے تحت بجلی کی دستیاب رسد کے مطابق طلب کو کنٹرول کیا جاتا ہے۔ سادہ الفاظ میں اس کا مطلب کہیں زیادہ بلند طلب کی دستیاب رسد کے مطابق راشن بندی ہے۔

2 مالی سال 08ء میں اوسط لوڈ مینجمنٹ 2,073 میگاواٹ تھی جو مالی سال 14ء میں بڑھ کر 3,858 میگاواٹ تک پہنچ چکی ہے۔

3 4000 میگاواٹ کی لوڈ مینجمنٹ سے ملک گیر سطح پر تقریباً 6 گھنٹے لوڈ شیڈنگ کی عکاسی ہوتی ہے۔ کسی بھی علاقے میں 6 گھنٹوں سے کم لوڈ شیڈنگ کا مطلب ہے کہ دیگر حصوں میں لوڈ مینجمنٹ کی سطح بلند ہوگی۔

4 لوڈ مینجمنٹ پیداواری مسائل (پیداواری گنجائش میں کمی) یا تقسیم کے مسائل (پیداواری گنجائش ہونے کے باوجود خرابیوں کی وجہ سے ترسیل وتقسیم کے نظام کی عدم دستیابی) کی وجہ ہوتی ہے۔ چونکہ پاکستان میں واحد گرڈ نظام موجود نہیں ہے، اس لیے بعض اوقات دونوں قسم کی لوڈ مینجمنٹ کی جاسکتی ہے۔

تقسیم کے نیٹ ورک پر خصوصاً اس وقت دباؤ بڑھ جاتا ہے جب عوامی ردِعمل کے تحت ڈسکوز کو بجلی کی زیادہ رسد فراہم کرنا پڑتی ہے۔ مثلاً، تقسیم کے نظام کو 23 جولائی 2013ء تا یکم اگست 2013ء کی مدت میں اس وقت کئی بار بندش کا سامنا کرنا پڑا تھا جب تقسیمی نیٹ ورکس پر بوجھ ایک توسیع شدہ مدت کے لیے 15,000 میگاواٹ سے تجاوز کر گیا تھا۔ زائد بوجھ کی وجہ سے کئی برقی فیڈرز ٹرپ ہوگئے اور ان کی مرمت میں تقریباً 15 دن لگ گئے تھے۔ اس مدت کے دوران تقریباً 80 فیصد لوڈ مینجمنٹ کا سبب تقسیم میں حائل رکاوٹیں تھیں۔

جدول 3.3: پیداوار کا آمیزہ (مجموعی کا فیصد)

	آبی	تھرمل	ایٹمی
ستر کی دہائی	52	45	3
اسی کی دہائی	53	46	1
نوے کی دہائی	39	60	1
2000ء کی دہائی	30	67	3
مس14ء	31	64	5

ماخذ: منصوبہ بندی کمیشن اور سی پی پی اے

تقسیم کے موجودہ نیٹ ورک کو بہتر بنائے بغیر بجلی کی پیداوار میں اضافہ (اور گردشی قرضے کا تصفیہ بھی) بھی پائیدار بنیادوں پر لوڈ مینجمنٹ کا بوجھ کم نہیں کرسکتا۔ بدقسمتی سے اس مشکل کے باوجود پالیسی میں زیادہ توجہ پیداوار پر مرکوز ہے۔ مثلاً، مالی سال 14ء کے بجٹ میں 212 ارب روپے مختص کیے گئے تھے تاکہ جاری منصوبے مکمل کرکے (1,344 میگاواٹ کی مجموعی گنجائش کے حامل) ان کے آپریشنز شروع کیے جاسکیں۔ ان منصوبوں میں 85 فیصد گیس پر مبنی تھے، اس حقیقت کے باوجود کہ گیس کی قلت کی وجہ سے گیس پر دستیاب بجلی کی 70 فیصد پیداواری گنجائش کو استعمال (سال کے دوران) نہیں کیا جاسکا تھا۔ اس لیے امکان ہے کہ ان منصوبوں کی تکمیل کے بعد گیس پر مبنی پلانٹس سے مکمل استفادہ ممکن نہیں ہوگا۔ بجلی کے شعبے کو زیادہ گیس کی فراہمی ایک بہتر پالیسی آپشن ثابت ہوسکتا تھا۔ گیس میں کٹوتی کے ممکنہ شعبوں میں گھرانے اور سی این جی شامل ہیں جو صنعت کے مقابلے میں کم پیداواری نوعیت کے حامل ہیں۔[5] تاہم، سیاسی وعدوں کی وجہ سے حکومت کے لیے گیس کا رخ بجلی کے شعبے کی سمت موڑنا مشکل ہوگا۔ ہمارے جائزے کے مطابق اگر گیس کھاد کے بجائے بجلی کے شعبے کو مہیا کی جائے تو اس سے فاضل گنجائش استعمال کرتے ہوئے (**دیکھیے خصوصی سیکشن 3.1**) 1,900 میگاواٹ اضافی بجلی حاصل ہوسکتی ہے[6] جبکہ ملک کو فرنس آئل کی درآمدات میں کمی سے بھی فائدہ پہنچے گا جس سے کھاد کی اضافی درآمدات کی تلافی ہوسکے گی۔

بجلی کے شعبے کو درپیش مشکلات اور درکار پالیسی اقدامات میں ہم آہنگی کا فقدان قومی بجلی پالیسی اور وژن 2025ء میں بھی نظر آتا ہے۔ ان پالیسی دستاویزات میں بجلی کے حالیہ بحران کو حل کرنے کے لیے پیداواری گنجائش بڑھانے پر زیادہ توجہ دی گئی ہے۔ اگرچہ قومی بجلی پالیسی میں نقصانات کو کم سے کم کرنے کے لیے نیشنل گرڈ کی دوبارہ ڈیزائننگ کی اہمیت کا اعتراف کیا گیا ہے لیکن یہ دستاویز موجودہ نیٹ ورک کو بہتر بنانے کے متعلق خاموش ہے۔ اسی طرح، 2025ء تک مزید 25,000 میگاواٹ کا اضافہ تجویز کیا گیا ہے لیکن ترسیل و تقسیم کے نظام میں بہتری کی ضرورت کو مدنظر نہیں رکھا گیا۔

بنیادی لوڈ کی لاگت کو ترجیحاً کم کیا جائے

بجلی کے شعبے کی مالی پائیداری کا ملک کے لوڈ کی بنیادی پیداواری لاگت سے گہرا تعلق ہے۔[7] تاہم، پاکستان میں بنیادی لوڈ پست لاگت کی آبی بجلی کے بجائے فرنس آئل استعمال کرتے ہوئے زیادہ مہنگی تھرمل بجلی پر منتقل ہوگیا ہے (**جدول 3.3**)۔ اس کم نفع بخش تبدیلی کی کئی وجوہات ہیں لیکن اس کا اصل سبب دوررس بصیرت کا فقدان ہے۔ مثلاً، آبی بنیاد میں توسیع یا کوئلے پر منتقلی (دونوں کی تیاری میں طویل وقت صرف ہوتا ہے) کے بجائے ماضی کی حکومتیں مسئلے کا فوری حل چاہتی تھیں۔

1994ء کی بجلی پالیسی میں فرنس آئل اور گیس پر چلنے والے نئے پلانٹس کو پرکشش ٹیرف دیے گئے تھے جبکہ سابقہ ذریعے کو نظرانداز کیا گیا۔[8،9] بعدازاں، قدرتی گیس[10] کی

5 ہمیں اس حقیقت کا ادراک کرنا چاہیے کہ گیس کی تقسیم میں بجلی کے شعبے کو کم ترجیح دی جاتی ہے جو گیس پر مبنی پاور پلانٹس کی اضافی فارغ گنجائش کی وجوہات میں سے ایک ہے۔

6 گیس کی فراہمی کے موجودہ ریاستی معاہدوں کی وجہ سے کھاد کے شعبے سے گیس کا رخ دوسری جانب موڑنا مشکل ہوگا۔ ملک میں موجودہ قدرتی گیس کے بہترین استعمال کو یقینی بنانے کے لیے گیس کی رسد کے سمجھوتوں کا جائزہ لینے کی ہنگامی ضرورت ہے۔

7 بنیادی لوڈ کی ضرورت (بنیادی لوڈ بھی) طلب کی اس کم از کم سطح کو کہتے ہیں جو بجلی کی رسد کے نظام پر موجود ہوتی ہے۔

8 ان میں سے تقریباً 75 فیصد پلانٹس فرنس آئل پر کام کررہے ہیں جبکہ باقی پلانٹس کو بجلی کی پیداوار کے لیے قدرتی گیس کی ضرورت ہوتی ہے۔

9 بجلی کے بحران سے نمٹنے میں پالیسی سازی کی پیچیدگیاں قابل فہم ہیں لیکن اس کا مطلب یہ نہیں ہونا چاہیے کہ ہم ان آپشنز کو نظرانداز کردیں جنہیں ماضی میں پالیسی کا حصہ نہیں بنایا گیا جب ہمارے پاس طویل مدتی پالیسی فیصلے کی خاصی گنجائش موجود تھی۔ یہ بحث کی جاسکتی ہے کہ ماضی میں آئی پی پیز کو ٹیرف کی جو فراخدلانہ پیشکشیں کی گئیں وہ آبی بجلی کے لیے بھی دستیاب تھیں، اگر ایسا نہ ہوتا تو ملک میں پست لاگت بجلی کی پیداوار کے حوالے سے صورتحال اطمینان بخش ہوتی۔

10 بجلی کے شعبے کو گیس کی فراہمی 2005ء میں بلند سطح پر پہنچ گئی تھی، تب سے اس میں مسلسل کمی ہورہی ہے۔

بڑھتی ہوئی طلب کے باعث فرنس آئل تھرمل بجلی کی پیداوار کا سب سے بڑا اور قابل بھروسہ ایندھن بن گیا (جدول 3.4)۔ فی الوقت، ملک میں بجلی کی مجموعی پیداوار میں سے 40 فیصد فرنس آئل (جو مالی سال 08ء میں 32 فیصد تھا) سے حاصل ہورہا ہے۔ اس کے مقابلے میں مالی سال 13ء میں ایشیا میں اس کا حصہ صرف 2 فیصد اور دنیا میں 5 فیصد تھا۔

جدول 3.4: تھرمل پیداوار کا آمیزہ (تھرمل کا فیصد)

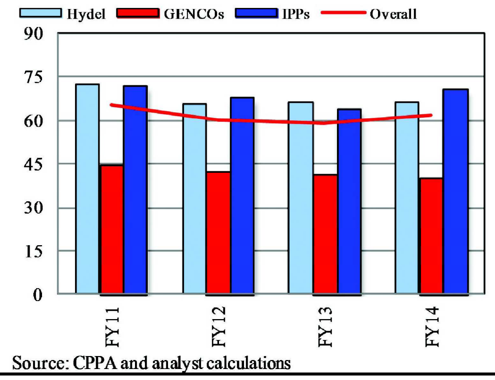
	تیل☆	گیس	کوئلہ
2008-09ء	39.4	60.4	0.2
2009-10ء	52.1	47.7	0.2
2010-11ء	55.1	44.7	0.2
2011-12ء	54.7	45.1	0.2
2012-13ء	56.0	43.9	0.1
2013-14ء	61.9	37.9	0.2

ماخذ: پاکستان انرجی ایئر بک اور سی پی پی اے

☆ بجلی کی پیداوار میں تیل کے صرف کا حصہ تقریباً 98 فیصد ہے۔

مہنگے ایندھنوں پر منتقلی نے پاکستان کے بیرونی کھاتے کے خسارے کو زیادہ کمزور کردیا ہے۔ گذشتہ سات برسوں کے دوران عالمی منڈیوں میں فرنس آئل کی قیمت نہ صرف 60 فیصد بڑھی ہے بلکہ گیس پر چلنے والے موجودہ پلانٹس کی منتقلی اور فرنس آئل پر نئے پاور پلانٹس لگنے سے اس کی درآمدی طلب بھی بڑھ چکی ہے۔ ہمیں گذشتہ تین برسوں کے دوران پاکستانی روپے کی قدر میں کمی کے اثرات کو بھی مدنظر رکھنا چاہیے۔ مختصر یہ کہ فرنس آئل پر بڑھتا ہوا انحصار ملکی بجلی کی پیداواری لاگت میں خاصے اضافے کا باعث بنا ہے۔

شکل 3.3: پیداواری گنجائش کا استعمال (فیصد میں)



Source: CPPA and analyst calculations

یکے بعد دیگرے حکومتوں کی جانب سے صارفین کو بلند پیداواری لاگت منتقل کرنے میں ہچکچاہٹ حالات کو مزید بگاڑنے کا باعث بنی ہے۔ وقت گذرنے کے ساتھ ساتھ بجلی کے زراعانت کے حجم میں اضافہ ہوتا رہا اور بڑھتا ہوا مالیاتی بوجھ گردشی قرضوں کی تخلیق اور بجلی کے شعبے میں بڑی مقدار میں فاضل پیداواری گنجائش پر منتج ہوا (شکل 3.3)۔ بظاہر یہ معلوم ہوتا ہے کہ پیداوار کے آمیزے کو متوازن بنانے کی اصلاحات یا صارفین کو بجلی کی بلند پیداواری لاگت کی منتقلی پالیسی سازوں کے نزدیک کم اہم ترجیح ہے۔ اس کے بجائے زیادہ توجہ گردشی قرضے کے تصفیے پر مرکوز کی جاتی ہے (جو ایک قلیل مدتی حل ہے اور صرف سانس لینے کی مہلت فراہم کرسکتا ہے) جس کا مطلب ہے کہ فالتو پیداواری گنجائش چند مہینوں بعد دوبارہ نمودار ہوجاتی ہے۔[11]

اگر ممالک کے تجربات سے مفید رہنمائی مل سکتی ہے تو ملائشیا اس کی ایک عمدہ مثال ہے کیونکہ وہ کوئلہ درآمد کرنے والا ملک ہونے کے باوجود گیس کی جگہ کوئلہ استعمال کررہا ہے (شکل 3.4)۔ پاکستان میں فرنس آئل کی جگہ سستے متبادل (پانی یا کوئلہ وغیرہ) استعمال کرنے پر زیادہ توجہ نہیں دی گئی (دیکھیے خصوصی سیکشن 3.2)۔[12] اس کے ساتھ ساتھ پاکستان قلیل قدرتی گیس کے غیر مستعد استعمال کی حوصلہ افزائی کررہا ہے (دیکھیے خصوصی سیکشن 3.3)۔

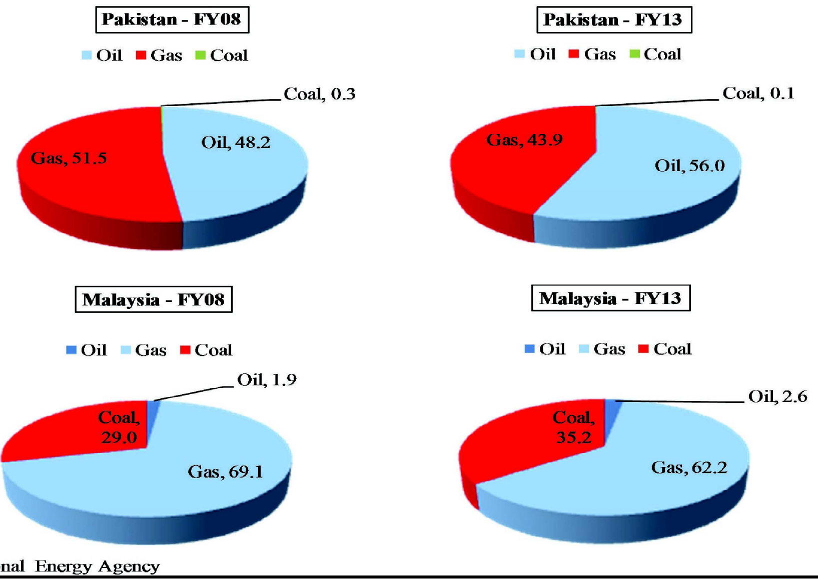
صرف کے آمیزے کا جھکاؤ کم پیداواری استعمال کنندگان کی جانب ہے

اب تک ہم نے رسدی مسائل (جیسے تقسیم کی بڑھتی ہوئی مشکلات اور لوڈ کی مہنگی بنیاد) پر توجہ مرکوز کی ہے۔ طلب سے متعلق مسائل کو سمجھنا بھی ملک میں جاری بجلی کی قلت سے بہتر انداز میں نمٹنے کے لیے بہت ضروری ہے۔

11 آخر جون 2013ء میں گردشی قرضے کے تصفیے کے بعد فرنس آئل پر چلنے والے پلانٹس میں پیداواری گنجائش کا استعمال 56 فیصد کی اوسط سے بڑھ (مالی سال 13ء کی دوسری ششماہی میں گردشی قرضے کے تصفیے سے قبل) کر 73 فیصد (جولائی تا اکتوبر مالی سال 14ء) ہوگیا اور گردشی قرضے کے باعث بجلی پیدا کرنے والی کمپنیوں کو نقد رقوم میں مشکلات کے باعث دوبارہ گر کر 63 فیصد (نومبر تا جون مالی سال 14ء) ہوگیا۔

12 نوے اور 2000ء کی دہائی میں آبی بجلی کی پیداوار تقریباً یکساں (مجموعی پیداوار میں اس کا حصہ اسی کی دہائی کے 53 فیصد سے گر کر 2000ء کی دہائی میں 30 فیصد رہ گیا) رہی ہے۔ مزید برآں، ہم تھر کے کوئلے سے استفادہ نہیں کرسکے جس کے ذخائر 1994ء میں ملے تھے (ماخذ: یو ایس ڈپارٹمنٹ، جیولوجیکل سروے اوپن فائل رپورٹ)۔

شکل 3.4: قدرتی گیس سے پیداواری ذریعے کی تبدیلی۔ تھرمل کا تجزیہ



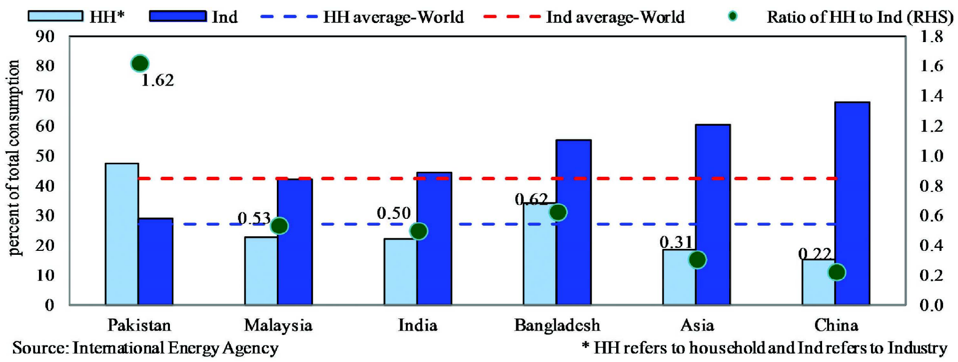
Source: International Energy Agency

اس تناظر میں اہم مسئلہ معیشت میں گھرانوں جیسے کم پیداواری شعبوں کی سمت جھکاؤ پر مبنی صرف کا آمیزہ ہے۔ خصوصاً، پاکستانی گھرانے پیدا ہونے والی بجلی کا تقریباً 47 فیصد استعمال کرتے ہیں جبکہ صنعت کو صرف 29 فیصد حصہ ملتا ہے۔ یہ صورتحال بنگلہ دیش کے بالکل برعکس ہے جہاں صنعت کو بجلی کی رسد کا 55 فیصد اور گھرانوں کو صرف 34 فیصد ملتا ہے (شکل 3.5)۔ صرف کے رجحان کے شدید مضمرات ہیں کیونکہ گھرانوں کو نہ صرف زراعانت مہیا کیا جاتا ہے بلکہ ترسیل و تقسیم کے نقصانات (چوری اور لائن میں تکنیکی نقصانات) میں بھی ان کا بڑا حصہ ہوتا ہے۔[13]

زراعانت کے حامل گھرانوں کی صرف پر اجارہ داری

ہم پہلے بیان کر چکے ہیں کہ یکے بعد دیگرے آنے والی حکومتیں گھرانوں کو بجلی پر زراعانت دیتی رہی ہیں۔ فی الوقت تمام صارفین کے لیے پیداوار کی اوسط لاگت صرف 14.95 روپے / کلوواٹ آور ہے، صارفین سے 11.21 روپے / کلوواٹ آور حاصل ہوتا ہے جبکہ گھرانوں کے لیے نیپرا کے مقررہ کردہ 13.76 / کلوواٹ آور کی نسبت گھرانے 8.66 روپے / کلوواٹ آور ادا کرتے ہیں۔ اس طرح حکومت ملک میں استعمال ہونے والے بجلی کے ہر یونٹ پر 3.74 روپے زراعانت دیتی ہے اور گھرانوں کو 5.10 روپے فی یونٹ زراعانت دیا جارہا ہے۔

شکل 3.5: بجلی کے شعبے کی طلب



Source: International Energy Agency
* HH refers to household and Ind refers to Industry

13 یہاں یہ ذہن نشین رکھنا ضروری ہے کہ 11 کلوواٹ اور اس سے نیچے کے فیڈرز (جو زیادہ تر گھرانوں کی بجلی کی ضروریات پوری کرتے ہیں) کا غیر اعلانیہ لوڈ شیڈنگ میں حصہ تقریباً 94 فیصد اور مالی سال 13ء میں ڈسکوز کو ہونے والے تقسیم کے نقصانات میں اس کا حصہ 88 فیصد بنتا ہے۔

یہ بات سمجھنا ضروری ہے کہ جب تک صارفین کو بجلی کی فراہمی کی مکمل لاگت منتقل نہیں کی جاتی اس وقت تک بجلی کا شعبہ مالی طور پر کمزور رہے گا۔ اگرچہ حکومت نے مالی سال 14ء کی پہلی سہ ماہی کے دوران ٹیرف میں مؤثر اضافہ کیا ہے لیکن اس کا زیادہ بوجھ گھرانوں (کم پیداواری) کے بجائے کمرشل صارفین اور صنعتوں (غیر پیداواری استعمال کنندگان) پر منتقل کیا گیا۔[14] جیسا کہ پہلے بیان کیا جاچکا ہے کہ ٹیرف پر یہ نظر ثانی ہدف کے لحاظ سے زیادہ اچھی نہیں ہے۔ زراعانت شدہ بجلی سے صارفین کی حوصلہ افزائی ہوئی ہے کہ وہ زیادہ صرف کریں جس کے نتیجے میں حکومت کا مالیاتی بوجھ بڑھ جاتا ہے۔ اس لیے جیسا کہ **جدول 3.5** میں دکھایا گیا ہے کہ زراعانت پر اصل اخراجات ہمیشہ بجٹ میں مختص رقوم سے کہیں زیادہ بڑھ جاتے ہیں۔ گذشتہ پانچ برسوں کے دوران حکومت نے اوسطاً ہر سال بجلی کے صرف پر 304 ارب روپے کا زراعانت دیا ہے جس میں سے بیشتر گھرانوں کو دیا گیا۔[15]

جدول 3.5: شعبہ بجلی کا زراعانت[1]

ارب روپے

	م س10ء		م س11ء		م س12ء		م س13ء		م س14ء	
	مختص کردہ	جاری کردہ	مختص کردہ	جاری کردہ	مختص کردہ	جاری کردہ	مختص کردہ	جاری کردہ	مختص کردہ	جاری کردہ
الف۔ پیپکو										
ٹیرف کا تفرق	10	93	30	285	50	412	120	250	150	230
دیگر	53	53	54	14	73	7	15	15	15	15
(الف) ذیلی مجموعہ	**63**	**147**	**84**	**299**	**123**	**419**	**135**	**265**	**165**	**245**
ب۔ کے الیکٹرک										
ٹیرف کا تفرق	2	32	2	46	24	45	50	64	55	64
دیگر	2	0.5	1.3	1.3	0.6	0.0	0.3	0.3	0.0	0.3
(الف) ذیلی مجموعہ	**4**	**32**	**3**	**47**	**25**	**45**	**50**	**64**	**55**	**64**
کامل مجموعہ (الف+ب)	**67**	**179**	**87**	**346**	**147**	**464**	**185**	**329**	**220**	**309**
ٹیرف کا تفرق	12	125	32	331	74	457	170	314	205	294

نوٹ: مختص کردہ رقم وہ ہوتی ہے جس کا فیصلہ بجٹ کے اعلان کے وقت کیا جاتا ہے جبکہ جاری کردہ رقم وہ ہوتی ہے جو تقسیم کی جاتی ہے۔

1۔ حکومت نے مالی سال 13ء میں واجب الادا گردشی قرضوں کی مد میں ٹیرف کا تفرق 480 ارب روپے کا تصفیہ کیا تھا۔ پہلے مرحلے میں 342 ارب روپے کی رقم 28 جون 2013ء کو ادا کی گئی جبکہ دوسرے مرحلے میں 21 جولائی 2013ء تک 138 ارب روپے کا غیر نقد تصفیہ کیا گیا۔ اس تصفیے کی عکاسی پی ایس ایز کو خالص قرض گاری سے ہوتی ہے (یہ پہلے سے مختلف تھا جب گردشی قرضے کی ادائیگی بجلی کے زراعانت کا حصہ تھی)۔

ماخذ: بجٹ دستاویزات، کچھ شمارے

غریب اور چھوٹے (صرف گزراوقات کرنے والے) صارفین (جو 100 کلوواٹ آور/ماہانہ تک استعمال کرتے ہیں) کے تحفظ کی اصولی طور پر حوصلہ افزائی کی جانی چاہیے۔ لیکن ہمارے تجزیے میں اس 'بغیر ہدف زراعانت' (دیکھئے اسٹیٹ بینک کی سالانہ رپورٹ برائے مالی سال 13ء، زیادہ تفصیلی بحث کی) سے متعلق بعض بنیادی مسائل کی نشاندہی کی گئی ہے۔ کے الیکٹرک کے اعداد و شمار پر مبنی ہماری تحقیق سے پتہ چلتا ہے کہ تقریباً 51 فیصد زراعانت ان گھرانوں کو دیا جارہا ہے جو 301 کلوواٹ آور/ماہانہ سے زائد استعمال کررہے ہیں جبکہ صرف گزراوقات کرنے والے صارفین کو گھرانوں کے مجموعی زراعانت کا صرف 1.6 فیصد ملتا ہے۔ نامیہ لحاظ سے سب سے زیادہ استعمال کرنے والے صارفین (جو 700 کلوواٹ آور/ماہانہ سے زائد استعمال کرتے ہیں جو دو سے زائد ایئر کنڈیشنر استعمال کرتے ہیں) کو 6,631 روپے ماہانہ زراعانت دیا جاتا ہے جبکہ گزراوقاتی صارفین کو صرف 420 روپے ملتا ہے۔ اس فرق کو فوری طور پر دور کرنے کی ضرورت ہے۔

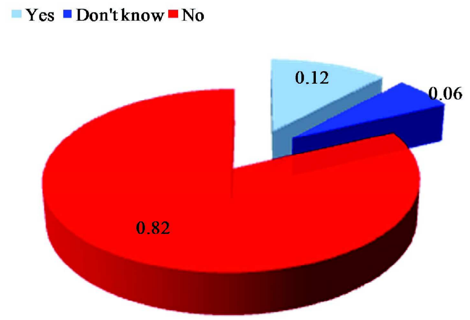
ہمیں اس حقیقت کا ادراک ہے کہ زراعانت کا مرحلہ وار خاتمہ اتنا آسان نہیں کیونکہ استعمال کنندگان ایسے اقدام کی مزاحمت کریں گے۔ برسوں تک قیمتوں کو دبانے سے لوگ عموماً یہ سمجھنے لگے ہیں کہ سستی بجلی ان کو ریاست کی طرف سے دیا جانے والا حق ہے۔ اس خیال کی عکاسی اس مخصوص سوال کے جوابات سے ہوتی ہے کہ 'کیا گھرانے رقم ادا کریں گے اگر لوڈ شیڈنگ ختم اور بجلی کی قیمت میں 10 فیصد اضافہ کر دیا جائے'، جو پائیدار ترقی پالیسی انسٹی ٹیوٹ (ایس ڈی پی آئی) کے ایک حالیہ سروے میں پوچھا گیا تھا۔[16] تشویشناک بات ہے کہ سروے میں شامل 80 فیصد سے زائد افراد بلند قیمت ادا کرنے پر آمادہ نہیں تھے خواہ لوڈ شیڈنگ ختم ہی کیوں نہ ہو جائے (**شکل 3.6**)۔

14 اگست 2013ء میں حکومت نے کمرشل اور صنعتی صارفین کی قیمتوں میں اضافہ کر دیا تھا اور گھرانوں کے لیے صارفین کے سیلبس میں نظر ثانی کی تھی۔ گھرانوں کے ٹیرف کو صنعتی و کمرشل صارفین کے مقابلے میں کم مقرر کیا گیا۔ اگست 2013ء میں کمرشل و صنعتی صارفین کی قیمتوں میں بالترتیب 39 فیصد اور 41 فیصد اضافہ کیا گیا جبکہ گھرانوں کے ٹیرف 30 فیصد بڑھائے گئے تھے۔

15 یہ امر حوصلہ افزا ہے کہ مالی سال 14ء کے دوران گذشتہ برس کی نسبت بجلی کے زراعانت میں کمی آئی ہے۔

16 ماخذ: پاکستان کی بجلی کا بحران کیسے حل کیا جائے؟ پاکستان میں توانائی کی اصلاحات پر پالیسی سمپوزیم کے لیے تیار کردہ مختصر مضمون: http://www.sdpi.org/publications/files/Final%20Policy%20Brief-Energy.pdf.

شکل 3.6: ایس ڈی پی آئی سروے کے نتائج



Source: SDPI

اگرچہ ہمارے پاس گھرانوں کی جانب سے غیر ادا شدہ بجلی کے بلوں کا ڈیٹا موجود نہیں ہے لیکن وزارت پانی و بجلی کے مطابق آخر مئی 2014ء تک تقسیم کار کمپنیوں کے مجموعی واجب الادا قابل وصولی رقوم میں 65 فیصد سے زائد حصہ نجی شعبے (جس میں صنعتیں بھی شامل ہیں) کا ہے۔[17] جولائی تا مئی 2014ء کے دوران بلوں کی بازیابی کی شرح کم ہو کر 87.8 فیصد ہوگئی ہے جو گذشتہ برس کی اسی مدت میں 92.1 فیصد تھی۔

علاوہ ازیں، پاکستان میں ترسیل و تقسیم کے غیر معمولی نقصانات کی وجوہات میں ناپائیدار اور پرانے پیداواری پلانٹس، کم وولٹیج کی ترسیل و تقسیم کی لائنز، گرڈ کا کمزور انفراسٹرکچر اور اس کا نامناسب مقام (دیکھئے باکس 3.2)، ناقص میٹر اور بلنگ، بغیر میٹر رسد اور غیر قانونی کنکشنز کے ذریعے چوری شامل ہیں۔ متعلقہ ڈسکو کی کارکردگی پر انحصار کرتے ہوئے پاکستان میں تقسیم کے نقصانات 9.5 فیصد سے 34.3 فیصد تک ہیں جو بنگلہ دیش (11.8 فیصد)، چین (5.8 فیصد) اور ایشیا (7.9 فیصد) کے مقابلے میں بہت خراب ہے۔

نیپرا تقسیم میں صرف 10 فیصد نقصانات کی اجازت دے کر غیر مستعد ڈسکوز کو سزا دیتا ہے اور ڈسکوز کو اضافی نقصانات اپنی آمدنی سے پورے کرنا پڑتے ہیں۔ تاہم، چونکہ حکومت غیر مستعد ڈسکوز کے تمام نقصانات برداشت کرتی ہے جس کا مطلب ہے کہ مستعد ڈسکوز، غیر مستعد کمپنیوں کے لیے زراعانت مہیا کرتے ہیں اور بہتر کارکردگی پر انہیں سزا دی جاتی ہے۔

یہ امر حوصلہ افزا ہے کہ حکومت نے بجلی کی چوری میں ملوث افراد/اداروں کے خلاف قانون سازی کی ہے۔ گذشتہ آٹھ مہینوں کے دوران مجموعی طور پر 9,393 صارفین (صنعتی، کمرشل و گھرانے) کو بجلی چوری پر سزا دی گئی۔ جن میں 6,900 گھرانے، 1,632 کمرشل اور 861 صنعتی صارفین شامل تھے۔

خلاصہ

پیداواری گنجائش کو بڑھانا مسئلے کا حل نہیں ہے۔ اس کا فوری حل جنگی بنیادوں پر ترسیل و تقسیم کے موجودہ نظام کو بہتر بنانا اور فرنس آئل پر انحصار میں کمی کر کے پیداواری لاگت کو پست کرنے میں پنہاں ہے۔ مؤخر الذکر کے لیے قلیل مدت میں قدرتی گیس کے غیر پیداواری استعمال کے بجائے اس کی بجلی کے شعبے کو فراہمی کے پالیسی آپشن پر غور کیا جا سکتا ہے۔ حکومت کو نہ صرف مالکاری کے مسئلے سے نمٹنا چاہیے (گردشی قرضے کے تصفیے یا بجلی کے زراعانت کو پورا کر کے) بلکہ ملک میں بجلی کی طلب و رسد کی مبادیات پر بھی توجہ مرکوز کرنی چاہیے۔ معیشت کو درپیش بجلی کے جاری بحران سے نمٹنے کے لیے خاصی سوچ بچار کے ساتھ بنائے گئے منصوبے اور منظّم کوششوں کی فوری ضرورت ہے۔

آئندہ چند برسوں میں کوئلے کے استعمال کی حوصلہ افزائی، گیس کی دریافت پر سہولتیں دینے اور قابل تجدید توانائی کے ذرائع (ہوائی و شمسی وغیرہ) دریافت کرنے کی ضرورت ہے۔ گیس کی سی این جی استعمال کرنے والوں کو فراہمی درست ہے لیکن اگر سی این جی سے بچنے والی ملکی گیس گھرانوں کے بجائے بجلی کے شعبے کو فراہم کی جائے تو یہ زیادہ مستعد ثابت ہو سکتی ہے۔ آخر میں، بجلی کے شعبے کی طویل مدتی پائیداری میں اضافے کے لیے طویل مدتی آبی منصوبوں پر عملدرآمد کیا جانا چاہیے۔

3.3 قدرتی گیس[18]

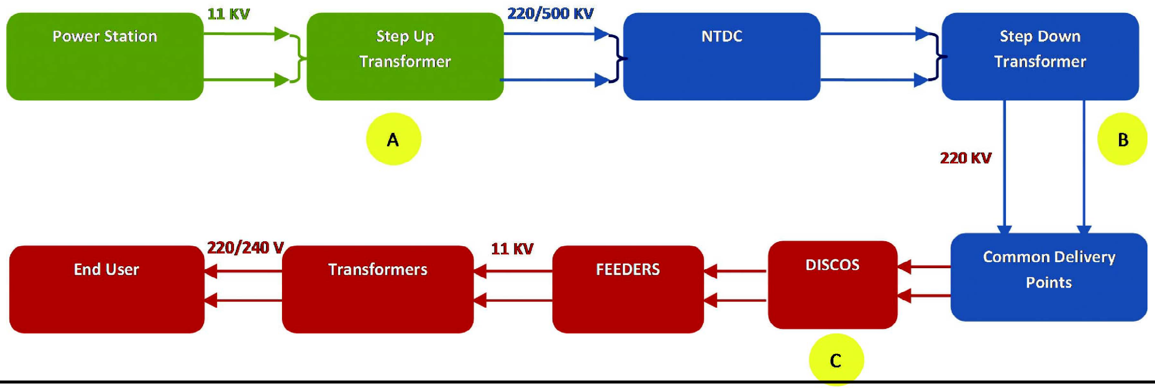
اگرچہ گیس کی سرچشمہ (wellhead) کم قیمتوں سے پیداوار کو ترغیب نہیں ملتی لیکن صارفین کے لیے مقررہ کم قیمت کے باعث استعمال میں اضافہ ہو رہا ہے۔ مالی سال 13ء وہ پہلا برس نہیں تھا جب صرف میں 1.6 فیصد کمی گیس کی پیداوار میں ہونے والی 3.4 فیصد کمی سے کہیں زیادہ پست تھی۔ حکومت کی جانب سے مسابقتی صارفین کو ایڈہاک بنیادوں پر قلیل گیس

17 آخر مئی 2014ء تک 520 ارب روپے کی مجموعی قابل وصولی رقوم میں نجی شعبے کا حصہ 352.1 ارب روپے تھا۔

18 گیس کے صرف پر ڈیٹا انرجی ایئر بک 2013ء پر مبنی ہے جس میں مالی سال 13ء کی مدت تک کا احاطہ کیا گیا ہے۔

باکس 3.2 پاکستان میں بجلی کا نیٹ ورک

باکس 3.2:

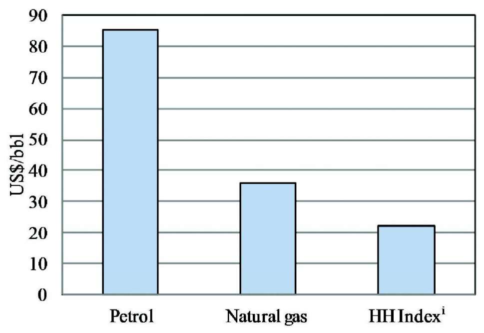


مقام الف اور مقام ب کے درمیان توانائی کے نقصان کو تکنیکی طور پر ترسیلی نقصانات کہا جاتا ہے۔ قبل ازیں نیشنل الیکٹرک پاور ریگولیٹری اتھارٹی (نیپرا) نے این ٹی ڈی سی کو صارفین کے ٹیرف میں ترسیلی نقصانات کے لیے 2.5 فیصد تک اجازت دی تھی۔ این ٹی ڈی سی برسوں تک اس حد کی خلاف ورزی کرتا رہا اور حیران کن طور پر این ٹی ڈی سی پر مسئلہ حل کرنے کا زور دینے کے بجائے نیپرا نے ستمبر 2013ء میں قابل قبول الاؤنس کو بڑھا کر 3.0 فیصد کر دیا۔ مقام ب سے توانائی کے نقصان کو تقسیم کے نقصانات کہا جاتا ہے۔ نیپرا صارفین کی قیمتوں کا تعین کرنے میں 10 فیصد نقصان (تقسیم کے نقصانات کے لحاظ سے) کی اجازت دیتا ہے۔ یہاں یہ امر قابل ذکر ہے کہ تکنیکی ترقی کے اس دور میں پاکستان میں مقام ب اور ج سے بروقت میٹر ریڈنگ حاصل کرنے کے وسائل دستیاب نہیں ہیں۔

ایک اور اہم بات یہ ہے کہ نیپرا قیمتوں کی ایسی ساخت کی سفارش کرتا ہے جس میں مستعد ڈسکوز کو انعام اور زیادہ غیر مستعد کو سزا دی جاتی ہے تاکہ خراب کارکردگی والوں کو ترسیل وتقسیم کے نقصانات کم کرنے پر مجبور کیا جا سکے۔ تکنیکی طور پر ترسیل وتقسیم کے تمام نقصانات کا احاطہ ایسے ڈسکوز میں نیپرا کی مقررہ قیمتوں سے کیا جاتا ہے جن کے نقصانات 10 فیصد سے کم (مستعد ڈسکوز) ہوں جبکہ 10 فیصد سے زائد نقصانات کرنے والی ڈسکوز کو مجبور کیا جاتا ہے کہ وہ یہ نقصانات اپنی بکس میں شامل کریں۔ تاہم، وفاقی حکومت کی جانب سے دی گئی قیمتوں کی متحدہ ساخت میں اس ترغیب کو شامل نہیں کیا جاتا جس کے نتیجے میں ڈسکوز کے مجموعی نقصانات وفاقی حکومت کو برداشت کرنا پڑتے ہیں۔

مختص کرنے کے باعث سی این جی، صنعتی اور کمرشل صارفین، پالیسی سازوں کے ساتھ گیس کی رسد میں بڑا حصہ حاصل کرنے کے لیے لابنگ کر رہے ہیں۔ ٹرانسپورٹ کے شعبے میں لوڈ مینجمنٹ کے باعث سی این جی کے صرف میں کمی واقع ہوئی ہے لیکن ٹرانسپورٹ کے متبادل ایندھنوں کے مقابلے میں سی این جی کے ٹیرف پر رعایت دی جا رہی ہے۔ اس کے ساتھ ساتھ گیس فراہم کرنے والے اداروں کی جانب سے غیر محسوب گیس کے حجم میں کمی کرنا بھی اس قدرتی ذریعے کے مستعد استعمال کو فروغ دینے میں حائل ایک اہم عملی چیلنج ہے۔[19]

شکل 3.7 سرچشمہ قیمتوں کے اجزائے ترکیبی



*based on August 2014; [i]Henry Hub International Gas Price Index
Source: OGDCL, Bloomberg

3.3.1 گیس کے ذخائر اور سرچشمہ قیمت

اس حقیقت کے باوجود کہ 2012ء کی پیٹرولیم پالیسی نے گیس کی سرچشمہ قیمت میں اضافہ کر دیا ہے لیکن گیس کی پیداوار پر دی جانے والی قیمت تیل کی ملکی پیداوار پر دی جانے والی قیمت کے نصف سے بھی کم ہے **(شکل 3.7)**۔

ہنری حب (گیس کی قیمت کا عالمی اشاریہ) کے مقابلے میں پاکستان میں دی جانے والی گیس کی سرچشمہ قیمت انتہائی کم ہے[20] جس سے ظاہر ہوتا ہے کہ ملک میں امن وامان کی صورتحال کو مدنظر رکھتے ہوئے حکومت کی جانب سے دیا جانے والا مارجن اس شعبے میں بیرونی سرمایہ کاری کو متوجہ کرنے کے لیے ناکافی ہے۔ اس لیے سرمایہ کار پاکستان میں سرمایہ کاری کے لیے اضافی سیکورٹی پریمیم کے منتظر ہیں۔

19 اوگرا کے مطابق مالی سال 14ء میں دونوں اداروں کی قابل اجازت غیر محسوب گیس (یو ایف جی) ایس ایس جی سی (7 فیصد) اور ایس این جی پی ایل (4.5 فیصد) دونوں کی 14.5 ارب روپے تھی۔

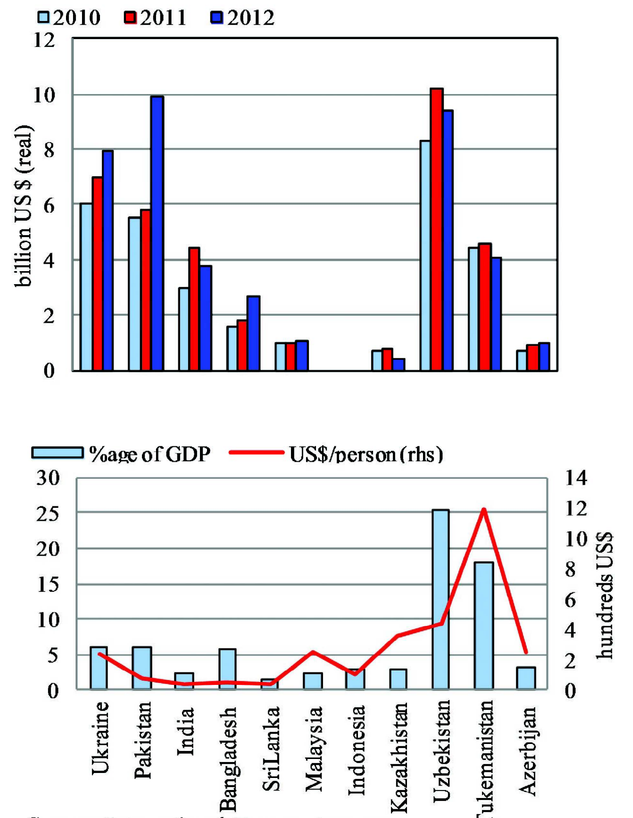
20 ہنری حب گیس پرائس انڈیکس کے مقابلے میں سرچشمہ گیس کی بلند قیمت اس شعبے میں بیرونی سرمایہ کاروں کے لیے ممکنہ مواقع کو ظاہر کرتی ہے۔

زیادہ اہم بات یہ ہے کہ نامناسب سرچشمہ قیمت ماضی قریب میں گیس دریافت کرنے کی پست شرح کا اہم سبب رہی ہے جس کے نتیجے میں ملک میں گیس کے موجودہ ذخائر میں مسلسل کمی واقع ہوئی ہے۔[21] خصوصاً، پست قیمتوں کے لیے گیس کے بڑے ذخائر دریافت کرنے کی ضرورت ہے تا کہ اسے کمرشل لحاظ سے قابل عمل بنایا جاسکے۔ کیونکہ گیس کے چھوٹے کنویں سرمایہ کاری کی خالص موجودہ قدر (این پی وی) کو منفی بنادیتے ہیں اور فرمز ایسے کنوؤں کو عارضی طور پر بند کرنے کو ترجیح دیتی ہیں اور انہیں صرف اس وقت کھولتی ہیں جب بلند سرچشمہ قیمتیں چھوٹے کنوؤں کو پرکشش بنادیتی ہیں۔

3.3.2 گیس کی قیمتیں اور صرف کی طلب

گیس کی پست قیمتیں اور بھاری زراعانت: عالمی توانائی ایسوسی ایشن (آئی ای اے) کے تخمینوں کے مطابق گیس برآمد کرنے والے علاقائی ممالک کے مقابلے میں پاکستان گیس پر زیادہ زراعانت دیتا ہے (تفصیلات کے لیے دیکھیے باکس 3.2)۔[22] پاکستان میں گیس کے زراعانت کے بل کے حجم کا تقابل ازبکستان سے کیا جاسکتا ہے جو خاصی مقدار میں گیس برآمد کرنے والا ملک ہے۔[23]

شکل ب 3.1: علاقائی ممالک میں گیس پر زراعانت



Source: International Energy Agency

باکس 3.3 گیس کے زراعانت کا تقابلی اثر

عالمی توانائی ایجنسی (آئی ای اے) بعض ممالک کو گیس پر دیے جانے والے زراعانت کی جانچ کے لیے عالمی حوالہ قیمتیں (تفصیلات کے لیے دیکھیں توانائی کے عالمی امکانات 2011ء) استعمال کرتی ہیں۔ آئی ای اے حوالہ قیمتیں اخذ کرتی ہے اور اس کے ساتھ ملک میں توانائی کی تجارت کے مطابق زراعانت بھی۔

اگر ملک گیس کا خالص درآمد کنندہ ہے تو گیس کی حوالہ قیمت کو قریب ترین عالمی مرکز استعمال کرتے ہوئے معیار میں فرق کی مطابقت، جمع مال برداری و بیمہ کی لاگت اور اندرونی تقسیم و بازار کاری کی لاگت اور اگر کوئی قدر اضافی ٹیکس (وی اے ٹی) نافذ ہے، سے اخذ کیا جاتا ہے۔ اس معاملے میں پیمائش شدہ زر اعانت قیمت میں فرق کے طرز فکر پر مبنی ہے جو زراعانت شدہ قیمتوں پر درآمدی توانائی کی ملکی فروخت کے بجٹ اخراجات کو ظاہر کرتا ہے۔

وہ ممالک جو خالص برآمد کنندگان ہیں ان کے لیے بھی گیس کی حوالہ قیمت کو قریب ترین عالمی مرکز استعمال کرتے ہوئے معیار میں فرق کی مطابقت، منفی مال برداری و بیمہ کی لاگت جمع اندرونی تقسیم و بازار کاری کی لاگت اور اگر کوئی قدر اضافی ٹیکس (وی اے ٹی) نافذ ہے، سے اخذ کیا جاتا ہے۔ ایسے معاملے میں زرِاعانت اندرون ملک توانائی کی قیمت کو عالمی سطح سے کم رکھنے کی موقع لاگت کو ظاہر کرتا ہے۔

شکل ب 3.1 میں آئی ای اے کے نشانیہ کے مطابق علاقائی ترقی پذیر ملکوں کے ایک پول کے لیے گیس کے معاشی اثرات کو دکھایا گیا ہے۔ یہ امر حیران کن ہے کہ آئی ای اے کہتا ہے کہ پاکستان نے 2012ء میں گیس کی مد میں تقریباً 10 ارب ڈالر کا زرِاعانت دیا ہے۔ یہ اعداد و شمار خاصے بلند ہیں کہ جس کا سبب ان تخمینوں میں استعمال کی جانے والی نشانیہ قیمت ہے۔ تاہم یہ حقیقت کہ زرِاعانت کے لحاظ سے پاکستان کا تقابل ازبکستان (جو ایک گیس برآمد کرنے والا ملک ہے) سے کیا گیا ہے، تشویشناک ہے (**شکل ب 3.1**)۔ مقدار کے لحاظ سے یہ رقم جی ڈی پی کا 6 فیصد یا فی شخص 78.6 ڈالر بنتی ہے۔ بھارت، ملائشیا اور بنگلہ دیش جیسے علاقائی ممالک کی نسبت یہ اخراجات خاصے بلند ہیں (**شکل ب 3.1**)۔

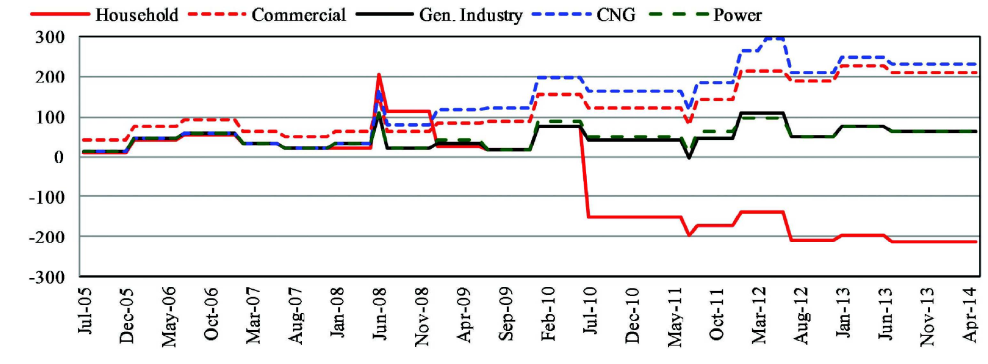
اس بحث کا ماحصل یہ ہے کہ پاکستان توانائی کا خالص درآمد کنندہ ہے پھر بھی ملک کے صارفین کو اسی حد تک زرِاعانت دی جاتی ہے جو توانائی کے مستحکم برآمد کنندگان کرتے ہیں۔ یہ ایک ایسا مالیاتی بوجھ ہے جسے اٹھانا حکومت کے لیے نقصان دہ ہے۔

21 مالی سال 13ء کے آخر تک قابل بازیابی گیس کے ذخائر کا تخمینہ 24.74 ٹریلین کیوبک فٹ لگایا گیا ہے جو کہ 55.66 ٹریلین کیوبک فٹ کے ابتدائی تخمینے کا نصف ہے۔

22 آئی ای اے کے تخمینے سے ظاہر ہوتا ہے کہ پاکستان صارفین کو گیس کی مد میں زراعانت براہ راست فراہم نہیں کرتا۔

23 ہم سمجھتے ہیں کہ زراعانت کا تخمینہ، خاص کر گیس کے شعبے میں، حوالہ قیمتوں کے مقابلے میں حساس ہے۔ لیکن ہم جو بھی نشانیہ قیمت استعمال کریں، یہ حقیقت کہ پاکستان کا تقابل ازبکستان سے کیا جاسکتا ہے، بے حد تشویشناک بات ہے۔

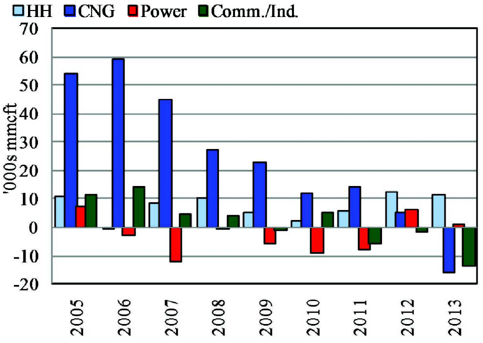
شکل 3.8: گیس کی خالص قیمت (بہ وزن اوسط مجوزہ خالص قیمتیں)



Source: EYB-2013, OGRA-2013

ہمارے جائزے سے نشاندہی ہوتی ہے کہ قدرتی گیس کے اہم صارفین گھرانے ہیں جنہیں زراعانت پر گیس فراہم کی جارہی ہے (**شکل 3.8**) جس کے لیے رقوم سی این جی کے استعمال کنندگان اور کمرشل شعبہ مہیا کرتا ہے اور جو گھرانوں کے مقابلے میں خاصی بلند قیمت ادا کرتے ہیں۔[24،25]

شکل 3.9: گیس کے صرف میں نمو



Source: EYB 2013

گھرانوں کی جانب سے گیس کا صرف

گھرانوں کے شعبے کو نہ صرف گیس پر زراعانت فراہم کی جاتی ہے بلکہ اسے دیگر استعمال کنندگان کے مقابلے میں ترجیح بھی دی جاتی ہے کیونکہ اسے گیس کی لوڈ شیڈنگ سے استثنا حاصل ہے۔[26] اس طرح، لوڈ مینجمنٹ کی وجہ سے دیگر شعبوں کے صرف میں کمی ہوئی ہے جبکہ 2005ء سے گھرانوں کے صرف میں مسلسل اضافہ ہورہا ہے (**شکل 3.9**)۔ صرف مالی سال 13ء میں گھرانوں کے صرف میں 11.5 فیصد اضافہ ہوا تھا۔

گھرانوں کو دی جانے والی ترجیح کسی حد تک حیران کن ہے کیونکہ محدود زیریں روابط کے باعث وہ سب سے کم پیداواری ہیں۔ ہمارے خیال میں بجلی یا صنعت کو بلند ترجیح دینا درست ہے جس کے وسیع اقتصادی روابط ہیں اور یہ براہ راست روزگار کی تخلیق کا باعث بنتا ہے۔[27]

گھرانوں کو گیس کی بلاتعطل فراہمی مزید خامیوں کو جنم دیتی ہے۔ مثلاً، گرڈ سے بجلی کے تعطل کی صورت میں گھرانے گیس سے چلنے والے جنریٹرز استعمال کرتے ہیں۔ سندھ اور پنجاب کے قدرے صنعتی علاقوں میں گھریلو صنعتوں کی ایک بڑی تعداد گھرانہ صارفین کے طور پر رجسٹرڈ ہے۔ اس طرح غیر رسمی معاشی سرگرمی سے نہ صرف گھریلو صرف بڑھتا ہے بلکہ اس سے غیر رسمی شعبے کو گیس کا زراعانت بھی بڑھ جاتا ہے۔

24 گیس کا خالص ٹیرف صارفین کو گیس کی فراہمی پر آنے والی لاگت کے مقابلے میں صارفین کی جانب سے ادا کی جانے والی فی یونٹ گیس کی قیمت ہے جسے اوسط مجوزہ قیمت (اے پی پی) کہا جاتا ہے۔ منفی قدریں اس زراعانت کو ظاہر کرتی ہیں جسے صارفین ہر استعمال شدہ یونٹ پر حاصل کرتے ہیں جبکہ مثبت قدریں نیچرل گیس ڈویلپمنٹ سرچارجز (این جی ڈی ایس) کے تحت حکومت کی جمع کردہ محصولات کو ظاہر کرتی ہیں، جو قابل تقسیم پول کا اہم حصہ ہے۔ مالی سال 14ء میں وفاقی حکومت نے گیس ڈویلپمنٹ سرچارج کی مد میں 39 ارب روپے جمع کیے جبکہ مالی سال 13ء میں یہ رقم 16.2 ارب روپے تھی۔

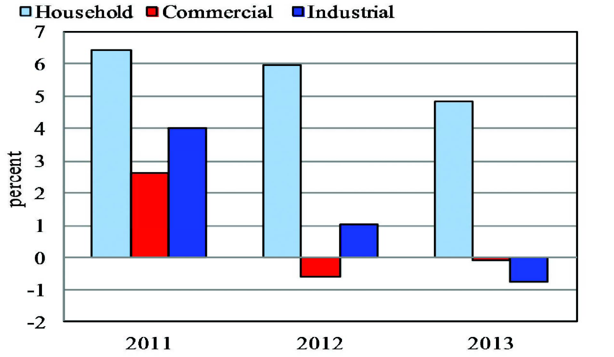
25 اوگرا کی تجویز کردہ اوسط مجوزہ قیمت دونوں یوٹیلٹی اداروں (ایس ایس جی سی یل اور ایس این جی پی ایل) کو اپنے آپریشنز کی مؤثر انجام دہی کے لیے درکار محصولات کو ظاہر کرتی ہے۔ محصولاتی ضروریات ان اداروں کی معین اور عملی لاگت اور ان کی سرمایہ کاری پر حکومت پاکستان کو حاصل ہونے والے ضمانت شدہ منافع کو ظاہر کرتی ہیں (تفصیلات کے لیے دیکھئے اوگرا کی سالانہ رپورٹ برائے مالی سال 13-2012ء)۔

26 وزارت پانی وقدرتی وسائل نوٹی فکیشن نمبر این جی (1)-7(158)/12-ایل ایس-والیم IV-6 فروری 2013ء اسلام آباد۔

27 اسٹیٹ بینک کے درآمدی ڈیٹا سے ظاہر ہوتا ہے کہ پاکستان نے جنریٹرز کی درآمد پر مالی سال 14ء میں 54.44 ملین ڈالر اور مالی سال 13ء میں 57.34 ملین ڈالر خرچ کیے تھے۔

گھرانوں کی جانب سے گیس کے اضافی استعمال میں حکومت کی قیمتوں کی پالیسی بھی اہم کردار ادا کرتی ہے۔ ایس این جی پی ایل اور ایس ایس جی سی جیسے گیس کے اداروں کو ان کے معین اثاثوں پر 17 فیصد کا ضمانت شدہ منافع ملتا ہے جس کا مطلب ہے کہ نئے کنکشنز (خاص کر گھرانوں) سے ان کے معین اثاثے بڑھتے ہیں جس سے ان کا مطلق منافع بڑھ جاتا ہے۔[28] یہ امر حیران کن نہیں ہے کہ یہ کمپنیاں دیگر استعمال کنندگان کے مقابلے میں گھریلو کنکشنز میں توسیع کی حوصلہ افزائی کرتی ہیں۔ مالی سال 13ء میں گھریلو صارفین کی تعداد میں 4.8 فیصد اضافہ ہوا جبکہ اس کے مقابلے میں کمرشل اور صنعتی صارفین کی تعداد میں کمی ہوئی تھی (**شکل 3.10**)۔

شکل 3.10: گیس کے صارفین کی تعداد میں نمو



Source: EYB 2013

مزید برآں، ان تقسیم کار کمپنیوں میں گیس کے نرخوں کے فریم ورک میں نادانستگی سے موجودہ انفراسٹرکچر کی مرمت و دیکھ بھال کو خارج کرکے اسے ایک پست ترجیح قرار دیا گیا ہے۔ اس کے نتیجے میں گیس کا نقصان (خواہ چوری یا اخراج) جو غیر محسوب گیس (یو ایف جی) کے نام سے جانا جاتا ہے، اس میں گذشتہ چند برسوں سے اضافے کا رجحان ہے۔[29]

جدول 3.6: گاڑیوں کے دیگر ایندھن کی قیمتوں کا سی این جی سے تقابل

	قیمت (روپیہ فی لیٹر / کلوگرام)	توانائی کی ماہیت (کلوواٹ آور / اکائی)	فی کلوواٹ آور روپیہ	دیگر کو سی این جی کی قیمت
سپر پیٹرول	107.95	8.8	12.27	42.70
ہائی اسپیڈ ڈیزل	109.34	9.85	11.10	47.19
سی این جی	71.50	13.65	5.24	-

تکنیکی تفصیلات: 100 کیوبک فٹ = 2.04 کلوگرام، یہ فرض کرتے ہوئے کہ میتھین کی کثافت 0.72 کلوگرام / کیوبک میٹر ہے۔ 1 سی ایف ٹی قدرتی گیس میں 950 بی ٹی یو توانائی فرض کی جاتی ہے، 1 کلوواٹ آور = 3412 بی ٹی یو

اس جدول کا حساب کتاب اگست 2014ء کے ایندھن کی قیمتوں پر ہے۔

گیس لوڈ کا انتظام اور ٹرانسپورٹ کا شعبہ

مالی سال 13ء میں پہلی بار سی این جی کے صرف میں 15.8 فیصد کمی (طلب کے انتظام پر مبنی) ہوئی تھی (**شکل 3.9**)۔ جو سی این جی شعبے کو فی الوقت درپیش لوڈ مینجمنٹ کی وسعت سے بہت کم ہے۔ میڈیا رپورٹس کے مطابق ایس ایس جی سی ایل کے نیٹ ورک پر واقع سی این جی اسٹیشنز مالی سال 13ء میں 45 فیصد بند رہے تھے جبکہ ایس این جی پی ایل کے تقسیم کے نظام پر لوڈ مینجمنٹ کی سطح اس سے بلند ہے۔[30] منقولی شواہد سے پتہ چلتا ہے کہ صارفین گیس کی چھٹیوں سے قبل اپنے ایندھن کے ٹینک بھروا لیتے ہیں جو لوڈ مینجمنٹ کا اثر زائل کر دیتا ہے۔ سی این جی کی کم قیمتوں کا طلب کو بڑھانے میں اہم کردار رہا ہے۔ جیسا کہ **جدول 3.6** میں دکھایا گیا ہے کہ پیٹرول کے مقابلے میں سی این جی 42.7 فیصد (اور ڈیزل کے لحاظ سے 47.2 فیصد) ڈسکاؤنٹ پر دستیاب ہے۔

ماضی میں گیس کی ناعاقبت اندیشانہ پالیسی کی بدولت عوام کی حوصلہ افزائی ہوئی ہے کہ وہ سی این جی استعمال کریں۔ اس کے نتیجے میں دنیا میں فی سی این جی اسٹیشن کاروں کی تعداد کے لحاظ سے پاکستان انتہائی نچلی سطح پر ہے اور صرف بنگلہ دیش سے اوپر ہے (**شکل 3.11**)۔ سستے ایندھن اور معاون انفراسٹرکچر نے سی این جی کے استعمال کو غیر معمولی سطح پر پہنچا دیا ہے۔ پاکستان میں فی الوقت چلنے والی تیس لاکھ گاڑیوں میں تقریباً 80 فیصد سی این جی پر چلائی جارہی ہیں جو دنیا میں بلند ترین ہے (**شکل 3.11**)۔

سی این جی کی دستیابی کو گاڑی کے انجن کے حجم سے منسلک کرنا ملکی طلب کے انتظام کے لیے زیادہ مؤثر ثابت ہوگا۔ مثلاً، سی این جی اسٹیشنز کو 1,000 سی سی سے کم گاڑیوں کو گیس فراہم کرنے کا پابند بنایا جاسکتا ہے کیونکہ بڑی گاڑیوں کے مالکان کے پاس پیٹرولیم ایندھنوں کے لیے زیادہ رقم کی ادائیگی کی صلاحیت ہونی چاہیے۔ مثبت پیش رفت یہ ہے کہ کمرشل ٹرانسپورٹ کے لیے تین پہیوں والے سی این جی رکشوں کے استعمال میں حالیہ اضافے نے ملک کے کچھ حصوں میں اشد ضروری روزگار فراہم کیا ہے۔ ٹرانسپورٹ کے شعبے

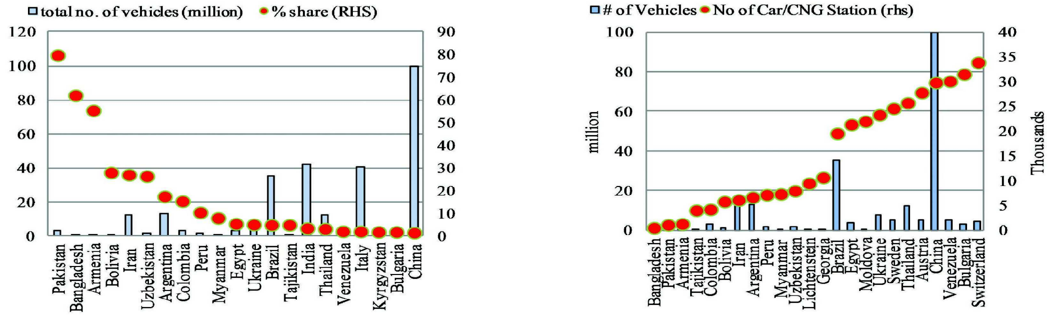
28 حکومت کے پالیسی فیصلے پر مجوزہ منافع اوسط خالص عملی معین اثاثہ جات کی قدر کے مطابق سوئی نادرن گیس پائپ لائنز کا 17.5 فیصد اور سوئی سدرن گیس کمپنی لمیٹڈ کا 17 فیصد ہے۔ اوگرا سالانہ رپورٹ 13-2012ء۔

29 غیر محسوب گیس کے سیکشن میں اس معاملے پر مزید بحث کی گئی ہے۔

30 ایس ایس جی سی ایل نے اپنے نیٹ ورک پر قائم سی این جی اسٹیشنز میں گیس کی 145 چھٹیاں کرائیں۔

شکل 3.11: کاروں، سی این جی اسٹیشنوں کی کم ترین تعداد والے ممالک

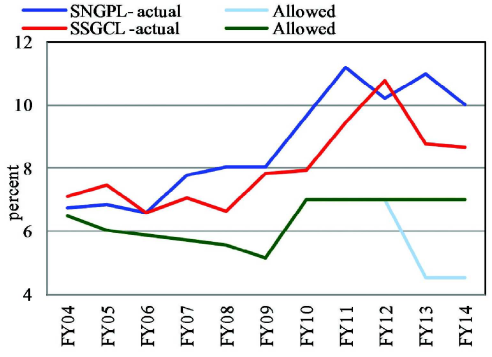
سی این جی گاڑیوں والے سرفہرست ممالک



Source: Natural & Bio Gas Vehicles Association

میں سی این جی کے استعمال پر فوری پابندی کے بجائے زیادہ منصفانہ استعمال وقت کی اہم ضرورت ہے۔

شکل 3.12: یو ایف جی میں رجحان



Source: OGRA

3.3.3 غیر محسوب گیس (یو ایف جی)

پاکستان میں غیر محسوب گیس میں مالی سال 06ء سے تیزی سے اضافہ شروع ہوا تھا جو مالی سال 12ء میں بڑھ کر 11 فیصد تک پہنچ گیا (**شکل 3.12**)۔[31،32] اس کے ذمہ دار کئی عوامل ہیں: بوسیدہ پائپ لائنیں، میٹروں کا خراب معیار، میٹر میں ناجائز گڑ بڑ، غیر قانونی کنکشنز اور تقسیم کرنے والی پائپ لائنوں میں مطلوبہ سے زیادہ دباؤ کے نتیجے میں اخراج شامل ہیں۔ حالیہ برسوں میں چوری میں اضافہ گیس کے اداروں کے لیے تشویش کا باعث بن چکا ہے۔ اس چوری کو روکنے کے لیے گیس کی ضوابطی اتھارٹی نے مالی سال 12ء کے لیے مجموعی غیر محسوب گیس کا ہدف 4 فیصد مقرر کیا ہے جسے جلد بڑھا کر 4.5 فیصد کر دیا گیا۔ اس ہدف سے انحراف کی صورت میں خاصے جرمانے عائد کیے جاتے ہیں جس کے نتیجے میں مالی سال 12ء سے رپورٹ کی گئی غیر محسوب گیس میں کچھ بہتری آئی ہے۔[33] تاہم، جیسا کہ **شکل 3.12** میں دکھایا گیا ہے کہ اصل غیر محسوب گیس زیادہ سے زیادہ قابل اجازت حد سے خاصی بلند سطح پر ہے۔

تقسیم کار کمپنیوں کے مطابق غیر محسوب گیس کی بلند سطح کی وجوہات یہ ہیں: (i) ملک کے کچھ حصے میں امن وامان کی صورتحال (ii) میٹر میں خامیاں اور (iii) ان استعمال کنندگان کی جانب سے چوری جو رجسٹرڈ صارفین نہیں ہیں۔ اس بہانے کو استعمال کرتے ہوئے گیس تقسیم کرنے والی کمپنیاں چوری میں کمی کے بجائے ضوابطی نرمی کی کوشش کر رہی ہیں۔ عالمی سطح پر 4 فیصد غیر محسوب گیس زیادہ سے زیادہ سمجھی جاتی ہے، اس لیے پاکستان میں اس کی بلند سطح پر کڑی نظر رکھنے کی ضرورت ہے۔[34]

31 آئل اینڈ گیس ریگولیٹری اتھارٹی (اوگرا) کے مطابق خریدی گئی گیس کے مجموعی حجم اور تقسیم کار کمپنیوں کی جانب سے ایک مالی سال میں اپنے صارفین کو میٹر کے مطابق فراہم کی جانے والی گیس کے حجم کے درمیان فرق کو غیر محسوب گیس کہتے ہیں جبکہ کمپنیوں کی جانب سے میٹر کے مطابق استعمال شدہ گیس کو اس میں شامل نہیں کیا جاتا۔

32 عالمی بینک کی رپورٹ کے مطابق او ای سی ڈی ممالک میں یو ایف جی تقریباً ایک سے دو فیصد ہے۔

33 مالی سال 11ء اور مالی سال 12ء میں صوبائی عدالتوں کی جانب سے دونوں اداروں کو غیر محسوب گیس (یو ایف جی) 7 فیصد تک رکھنے کی اجازت دی گئی تھی۔ بعد ازاں، لاہور ہائی کورٹ نے یو ایف جی کو 4.5 فیصد سے بڑھا کر 7 فیصد کرنے کے ایس این جی پی ایل کے اقدام کے خلاف فیصلہ سنا دیا تھا۔ ایس ایس جی سی یل کی ایسی ہی درخواست پر سندھ ہائی کورٹ کے فیصلے کا انتظار کیا جا رہا ہے۔ اس لیے، شکل 3.11 میں دکھایا گیا ہے کہ مالی سال 13ء میں ایس این جی پی ایل کو 4.5 فیصد یو ایف جی کی اجازت تھی جبکہ ایس ایس جی سی ایل کی مالی سال 13ء سے 7 فیصد پر ہے۔

34 حکومت نے حال ہی میں گیس (چوری پر قابو پانا اور بازیابی) آرڈیننس 2014ء نافذ کیا ہے۔ اس آرڈیننس کے تحت حکومت کو صوبائی و ضلعی سطح پر گیس یوٹیلٹی عدالتیں قائم کرنے کے اختیارات دیے گئے ہیں۔ ان عدالتوں کو گیس نادہندگان کے خلاف مقدمات نمٹانے کا اختیار ہوگا، جو مالی ادارے (رقوم کی بازیابی) آرڈیننس کے تحت مالیات کی بازیابی جیسا ہے۔

اوگرا کے مطابق گیس کے دواداروں کی ایک فیصد غیر محسوب گیس کا نتیجہ مالی سال 13ء کی قیمتوں پر 3.55 ارب روپے سالانہ کے محصولاتی نقصان کی صورت میں نکلتا ہے۔[35] ہمارے اعداد وشمار سے ظاہر ہوتا ہے کہ گیس کے ادارے خود کو اوگرا کی یو ایف جی حدود تک محدود کر کے 52.6 ارب کیوبک فٹ گیس بچا سکتے ہیں۔ جس سے ڈیزل اور فرنس آئل کی درآمد میں 15 فیصد کمی ہوگی جو آئی پی گیس پائپ لائن سمجھوتے کے ذریعے درآمد کی جانے والی متوقع گیس کا 20 فیصد بنتی ہے۔[36]

ماحصل

جیسا کہ پہلے بحث کی جا چکی ہے، گیس کو مختص کرنے کی پالیسی پر نظر ثانی کی ضرورت ہے تاکہ پیداواری صارفین (بجلی و صنعت) پر زیادہ توجہ مرکوز کی جاسکے اور خردہ قیمتیں ملک میں بڑھتی ہوئی طلب کی عکاس ہوں۔ غیر معمولی حد تک بلند غیر محسوب گیس (جو بنیادی طور پر نامیاتی چوری ہے) کے باعث محصولاتی نقصان، گھرانوں کی جانب سے زراعانت شدہ گیس کے زائد استعمال اور ملک کی سی این جی پالیسی کے مسائل کو حل کیا جانا چاہیے۔ مزید برآں ملکی گیس کی موجودہ رسد یقینی بنانے کے لیے دریافت و پیداوار میں اضافہ کیا جائے اور اس بات کو یقینی بنایا جائے کہ یہ موجودہ سطح سے کم نہ ہو۔

بڑھتی ہوئی طلب کو مدنظر رکھتے ہوئے پاکستان کو قدرتی گیس درآمد کرنا ہوگی خواہ گیس کی شکل میں یا پھر مائع قدرتی گیس (ایل این جی)۔ دونوں آپشنز کے لیے انفراسٹرکچر میں خاصی سرمایہ کاری درکار ہے۔ مالکاری کی اس ضرورت کو پورا کرنے کے لیے حکومت نے 2012ء میں گیس انفراسٹرکچر ڈویلپمنٹ سیس (جی آئی ڈی) نافذ کیا تھا۔ اس فنڈ کو ملک گیر رسد کے لیے ایل این جی ٹرمینلز اور ایران پاکستان پائپ لائن کی تعمیر اور ترکمانستان افغانستان پاکستان انڈیا (TAPI) پائپ لائن کی مالکاری کے لیے استعمال کیا جائے گا۔

ایران پر عائد مالی پابندیوں کی وجہ سے پاکستان ایران پائپ لائن کا منصوبہ تعطل کا شکار ہوگیا ہے۔ اگر اس منصوبے پر عمل ہوگیا تو آئی پی پائپ لائن سے پاکستان کو روزانہ 750 تا 1,000 ملین کیوبک فٹ قدرتی گیس ملے گی جو بجلی کے شعبے کی طلب پوری کرنے کے لیے کافی ہے۔ آئی پی گیس پائپ لائن کے جائزوں سے پتہ چلتا ہے کہ عالمی قیمتوں کے مقابلے میں پاکستان کو ایرانی گیس کے لیے زیادہ ادائیگی کرنا ہوگا۔ ایرانی گیس سے پیدا ہونے والی بجلی مہنگی ہوگی اور اس پر اتنی پیداواری لاگت آئے گی جتنی کہ فرنس آئل سے حاصل ہوتی ہے۔[37]

جب اس پائپ لائن پر ابتدائی مذاکرات ہوئے تھے تو گیس کی قیمتوں کو خام تیل سے نتھی کیا گیا تھا جو خام تیل کی حالیہ قیمتوں پر تقریباً 13 ڈالر فی ایم ایم بی ٹی یو بنتا ہے۔ عالمی سطح پر گیس کی قیمتیں خام تیل سے کہیں زیادہ کم ہیں۔ ایران خود ترکمانستان سے 4.0 ڈالر فی ایم ایم بی ٹی یو پر گیس خرید رہا ہے کیونکہ طے شدہ قیمت کو خام تیل سے نتھی نہیں کیا گیا۔

2000ء کی دہائی کے آغاز میں تجارتی مقاصد کے لیے خام تیل سے گیس کی قیمتوں کو منسلک کرنا معمول تھا۔ تاہم، امریکہ میں شیل گیس صنعت کی پیداوار میں حالیہ ترقی کے باعث قدرتی گیس کی قیمت کو خام تیل کی قیمتوں سے الگ کر دیا گیا ہے۔ عالمی سطح پر ہونے والے اس پیش رفت کے باعث درآمدی و برآمدی ممالک کے درمیان گیس کے ٹیرف پر نظر ثانی کی گئی۔ ہمارے خیال میں پاکستان کو بھی چاہیے کہ وہ آئی پی گیس کی قیمتوں پر دوبارہ مذاکرات کرے جس سے آئی پی گیس پاکستان کے لیے زیادہ فائدہ مند ہو جائے گی۔[38]

حکومت نے کسی واضح منصوبے کے بغیر نجی شعبے کی حوصلہ افزائی کی ہے کہ وہ پورٹ قاسم پر ایل این جی ٹرمینل تعمیر کر کے ایل این جی درآمد کرنے کی سرگرمی انجام دے۔ امکان ہے کہ پاکستان کو ایل این جی آئی پی پائپ لائن سے بھی مہنگی پڑے گی۔

35 اوگرا سالانہ رپورٹ 2013-2012ء۔

36 یہ اعداد وشمار کئی ٹن توانائی کے مساویوں (ٹی او ای) پر مبنی ہیں۔

37 گیس کی قیمت کو سادہ جاپان خام کاک ٹیل (جے سی سی) اشاریہ قیمت سے منسلک کیا گیا ہے۔

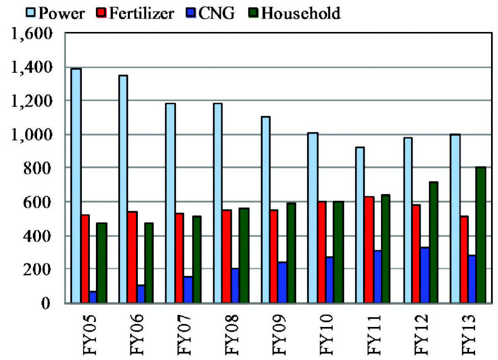
38 پائیدار ترقی پالیسی انسٹی ٹیوٹ (ایس ڈی پی آئی) رپورٹ، ''پاکستان میں توانائی کی مساوات پر دوبارہ غور: ایران پاکستان گیس پائپ لائن''۔

خصوصی سیکشن 3.1: گیس کی تقسیم، بجلی بمقابلہ کھاد[39]

گیس کی نامناسب رسد اور بڑھتی ہوئی طلب نے حکومت کو مجبور کیا کہ وہ گیس کی تقسیم وانتظام کی پالیسی برائے 2005ء کی بنیاد پر اسے مسابقتی استعمال کنندگان میں تقسیم کرے۔ اس میں گھرانوں اور کھاد کے شعبے کو ترجیح دی گئی جس کا نتیجہ بجلی کے شعبے کو گیس کی رسد میں کٹوتی کی صورت میں برآمد ہوا (شکل خ 3.1)۔[40]

مالی سال 14ء کے دوران کھاد کے شعبے کو گیس کی رسد میں بہتری دیکھی گئی جبکہ بجلی کے شعبے کو اس کی طلب کا صرف 50 فیصد حاصل ہو سکا۔ اس کے نتیجے میں پاور پلانٹس کو مہنگے فرنس آئل یا ہائی اسپیڈ ڈیزل پر انحصار کرنا پڑا اور گیس پر چلنے والے پلانٹس بیشتر وقت فارغ رہے۔

شکل خ 3.1: مختلف شعبوں میں گیس کا استعمال (ایم ایم سی ایف ڈی میں)



Source: Pakistan Energy Year Book

جدول خ 3.1: کھاد سے بجلی کے شعبے کو گیس منتقل کرنے کے اثرات

	درآمدات میں بچت (ارب امریکی ڈالر)			زراعانت پر بچت (ارب روپے میں)				
	فرنس آئل[1]	یوریا درآمدات[2]	خالص بچتیں	بجلی کے زراعانت پر بچت[3]	یوریا پر زر اعانت[4]	کھاد سے گیس محصولات[5]	بجلی سے گیس محصولات[5]	خالص مالیاتی بچت
	(1)	(2)	(1)-(2)=(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	7+6-5-4=(8)
م س 12ء	3.89	2.65	1.24	172.56	77.34	28.1	69.61	136.72
م س 13ء	3.29	2.31	0.98	150.72	79.04	25.27	62.6	109.01
م س 14ء	3.69	2.28	1.41	173.41	53.65	29.6	73.33	163.49

مفروضات:

(الف) اگر کھاد کے شعبے کی 100 فیصد گیس، بجلی کے شعبے کو فراہم کردی جائے۔ (ب) ایک ٹن یوریا کے لیے 32.85 ایم ایم بی ٹی یو گیس کی ضرورت ہوتی ہے (ماخذ: ہوانگ، ڈبلیو (2007ء) ''امریکی امونیا کی رسد پر قدرتی گیس کی بڑھتی ہوئی قیمتوں کا اثر'' امریکہ کا محکمہ زراعت۔ (ج) ایک ایم ایم بی ٹی یو گیس سے 102 کلوواٹ آور بجلی پیدا ہوتی ہے، ایک بیرل فرنس آئل سے 470 کلوواٹ آور بجلی پیدا ہوتی ہے (ماخذ: ہیگر بیلی پاکستان کی جانب سے جینکو پاور پلانٹس کا تکنیکی آڈٹ جائزہ)۔ (د) یوریا کی مقامی پیداوار تقریباً 5 ملین میٹرک ٹن ہے، جسے درآمد کیا جانا چاہیے۔

وضاحت:

1۔ بجلی کو گیس کی دستیابی میں بہتری سے فرنس آئل کی درآمد کم ہوجائے گی۔
2۔ یوریا کی سالانہ اوسط ملکی طلب تقریباً 6 ملین میٹرک ٹن ہے جبکہ ملکی پیداوار تقریباً 5 ملین میٹرک ٹن ہے۔ کھاد کے شعبے سے گیس کی منتقلی کے لیے مزید 5 ملین میٹرک ٹن اضافی کھاد درآمد کرنا ہوگی۔
3۔ فرنس آئل کی جگہ گیس کے استعمال سے پیداواری لاگت کے ساتھ ساتھ زراعانت کے اخراجات بھی کم ہوجائیں گے۔
4۔ ملکی قیمتوں کے مقابلے میں یوریا کی بلند عالمی قیمتوں اور مقامی کاشت کاروں کو تحفظ دینے کے لیے حکومت کو زراعانت فراہم کرنا ہوگی۔
5۔ چونکہ کھاد کے شعبے میں گیس کا ٹیرف (197 روپے فی ایم ایم بی ٹی یو)، شعبہ بجلی (488 فی ایم ایم بی ٹی یو) کے مقابلے میں کم ہے، گیس کے دوبارہ اختصاص سے گیس کی اسی مقدار کو فروخت کرنے سے زیادہ آمدنی حاصل ہوگی۔

گیس سے چلنے والی تقریباً 70 فیصد پیداواری گنجائش فارغ رہی اور صرف 2403 میگاواٹ (مجموعی بجلی کا 20 فیصد) گیس سے پیدا کیا جاسکا۔[41] اگر ہم کھاد کے شعبے کو (مالی سال 14ء میں) دی جانے والی ساری گیس بجلی کے شعبے کو فراہم کردیتے تو اس سے اسی سال اضافی 1,943 میگاواٹ بجلی پیدا کی جاسکتی تھی (مجموعی بجلی کا 16 فیصد)۔[42] نتیجتاً، فرنس آئل

39 یہ سیکشن اسٹیٹ بینک کے ڈپٹی ڈائریکٹر شعبہ پالیسی جائزہ ناصر حمید راؤ نے تحریر کیا ہے۔

40 8086 میگاواٹ پیداواری گنجائش کے لیے قدرتی گیس درکار ہے جس میں 39 فیصد (3153 میگاواٹ) گنجائش کو متبادل ایندھن پر نہیں چلایا جاسکتا۔ 33 فیصد (2668 میگاواٹ) گیس کی جگہ فرنس آئل کو بطور ایندھن استعمال کر سکتے ہیں جبکہ بقیہ پیداواری گنجائش ہائی اسپیڈ ڈیزل پر منتقل کی جاسکتی ہے۔

41 گذشتہ تین برسوں کے دوران گیس کی اوسطاً 65 فیصد پیداواری گنجائش فارغ رہی تھی۔

42 ہم سمجھتے ہیں کہ ریاستی ضمانتوں کی فراہمی کے باعث گیس کو کھاد کے شعبے کے بجائے بجلی کے شعبے کو دینا بہت مشکل ہے۔

کی درآمدات میں کمی آ جاتی اور یوریا کی درآمدات بڑھ جاتیں۔ یہ مالی بوجھ فرنس آئل کے مقابلے میں گیس پر بننے والی بجلی کی پست پیداواری لاگت کے باعث کم ہوسکتا تھا (جدول خ **3.1**)۔[43]

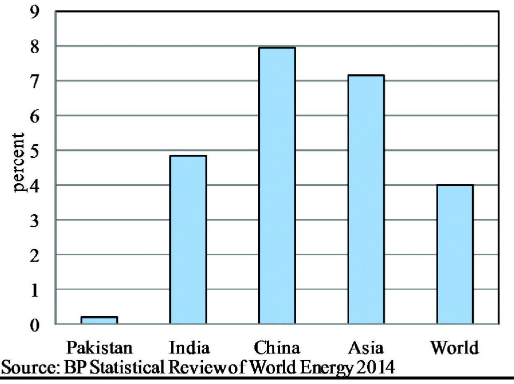
جیسا کہ جدول خ **3.1** میں دکھایا گیا ہے، کھاد کے بجائے بجلی کے شعبے کو گیس مختص کرنے سے پاکستان مالی سال 14ء کے دوران تقریباً 1.4 ارب ڈالر بچا سکتا تھا۔ مالیاتی لحاظ سے زراعانت میں 120 ارب روپے کی کمی ممکن تھی جبکہ کھاد کے مقابلے میں بجلی کے شعبے سے چارج کی جانے والی گیس کی بلند قیمتوں کے باعث اضافی 43 ارب روپے کا فائدہ بھی پہنچ سکتا تھا۔ اس سادہ تجزیے سے ثابت ہوتا ہے کہ حکومت کو گیس مختص کرنے کی موجودہ پالیسی پر نظر ثانی کی ضرورت ہے۔ اس سے یہ بھی پتہ چلتا ہے کہ بجلی کے شعبے کو بلند ترجیح دی جانی چاہیے کیونکہ اسے معیشت میں ریڑھ کی ہڈی کی حیثیت حاصل ہے۔

43 فرنس آئل کے مقابلے میں یوریا کی قدرے پست قیمتوں کے باعث درآمدات پر خالص اثر مثبت ہوگا۔

خصوصی سیکشن 3.2: کوئلہ ممکنہ تبدیلی کا محرک[44]

دنیا میں کوئلے کے ساتویں بڑے ذخائر ہونے کے باوجود کئی برسوں تک ملکی کوئلے کی دریافت و ترقی کو پالیسیوں میں اہمیت نہیں دی گئی۔[45] باقی دنیا جارحانہ انداز میں کوئلے کی دریافت و پیداوار میں سرگرم رہی ہے لیکن پاکستان میں ایسی کوششیں دیکھنے میں نہیں آئیں (شکل خ 3.2)۔[46]

شکل خ 3.2: کوئلے کی پیداوار کی مرکب سالانہ شرحوں میں نمو (2001ء تا 2013ء)



Source: BP Statistical Review of World Energy 2014

زیادہ حیران کن امر یہ ہے کہ اگرچہ آبی بجلی کے بعد کوئلے کا شمار ایندھن پیدا کرنے والے سستے ایندھنوں میں ہوتا ہے لیکن اسے توانائی کے ترجیحی ذریعے کی حیثیت نہیں دی گئی! بجلی کا شعبہ دستیاب کوئلے کا صرف 0.01 فیصد (مقامی پیدا کردہ اور درآمد شدہ) استعمال کر رہا ہے، ایک ایسے وقت میں جب پاکستان کو اس کی مسلسل اور شدید قلت کا سامنا ہے۔

جدول خ 3.2: فرنس آئل کو کوئلے سے بدلنے کے فوائد۔ جامشورو پاور پلانٹ کا معاملہ (675 میگاواٹ)

	درآمدات پر بچتیں (امریکی ڈالر)				درآمدی کوئلے سے بجلی کے زر اعانت پر بچت (ارب روپے)[3]
	فرنس آئل درآمدات میں کمی	کوئلے کی درآمدات	درآمدات پر خالص بچت[1]	مقامی کوئلے سے درآمدات میں بچت	
	(1)	(2)	(3)=(1)-(2)	(4)=(1)	(5)
م س12ء	354	164	190	354	19
م س13ء	399	172	227	399	24
م س14ء	716	297	418	716	45

جامشورو پلانٹ کے مفروضات

الف۔ ایک بیرل فرنس آئل سے 470 کلوواٹ آور بجلی حاصل ہوتی ہے۔ ایک ٹن درآمدی کوئلہ (کے سی اے ایل کی 5500 تا 6500 تک قدر کا حامل) سے 1570 کلوواٹ آور بجلی پیدا ہوتی ہے، اور ایک ٹن مقامی کوئلے (کے سی اے ایل کی 2700 تا 3500 تک قدر کا حامل) سے 950 کلوواٹ آور بجلی پیدا کی جا سکتی ہے۔

ب۔ فرنس آئل کی مجموعی ضروریات (سال کے دوران پیدا کی جانے والی اصل بجلی کی بنیاد پر اخذ کردہ) درآمدات سے پوری کی جاتی ہیں۔ مالی سال 14ء میں نمایاں اضافے کا سبب پیداواری گنجائش میں اضافہ تھا۔

ج۔ درآمدی کوئلے کی اوسط عالمی قیمت 80 ڈالر فی ٹن ہے جبکہ مقامی کوئلے کی 65 ڈالر فی ٹن ہے۔

وضاحت:

1 درآمدی کوئلے پر منتقلی سے فرنس آئل کی درآمدات کی جگہ کوئلہ کو حاصل ہو جائے گی۔

2۔ مقامی کوئلے پر منتقلی کا مطلب ہے کہ فرنس آئل کی مجموعی درآمدات کی بچت ہے۔

3۔ فرنس آئل کے مقابلے میں درآمدی کوئلے کے پست ٹیرف کے باعث بجلی پر زر اعانت بچے گا۔ چونکہ مقامی اور درآمدی کوئلے پر اپ فرنٹ ٹیرف (جن کا تعین نیپرا کرتا ہے) میں زیادہ فرق نہیں اس لیے خواہ ہم مقامی یا درآمدی کوئلہ استعمال کریں تو مالیاتی بچتیں بھی تقریباً اتنی ہی رہیں گی۔

جیسا کہ پہلے بحث کی جا چکی ہے، بجلی کے شعبے کو درپیش اہم چیلنج تھرمل پیداوار کی بڑھتی ہوئی لاگت ہے جسے حکومت صارفین کو منتقل کرنے سے قاصر ہے۔ اس کے نتیجے میں بجلی کا شعبہ (اور توانائی کا پورا شعبہ) ایک ایسے مقام پر پہنچ چکا ہے جہاں پر اسے بجلی کی رسدی زنجیر کے فرائض کی مؤثر انجام دہی کے لیے اکثر و بیشتر حکومتی مالی اعانت کا سہارا لینا پڑتا ہے۔ ایسی صورتحال میں واضح فوائد کے حصول کے لیے بجلی کی پیداوار میں فرنس آئل کی جگہ کوئلے کا استعمال قابل فہم ہے: اول، چونکہ درآمدی کوئلہ فرنس آئل سے سستا ہے (بجلی کا ایک یونٹ پیدا کرنے کے لحاظ سے) اس طرح درآمدی بل کم ہو جائے گا اور اگر ہم ملکی کوئلہ استعمال کریں تو اس سے کہیں زیادہ بچت ممکن ہے۔ دوم، بجلی پیدا کرنے کی پست لاگت کے نتیجے میں حاصل ہونے والے فوائد سے زر اعانت میں کمی کی صورت میں مالیاتی بچت ممکن ہو جائے گی۔

44 یہ سیکشن اسٹیٹ بینک کے شعبہ اقتصادی پالیسی جائزہ کے ڈپٹی ڈائریکٹرز ناصر حمید راؤ اور سید ذوالقرنین حسین کا تحریر کردہ ہے۔

45 پاکستان انرجی ایئر بک کے مطابق پاکستان کے کوئلے کے مجموعی ذخائر 186 ارب ٹن ہیں۔ مجموعی ذخائر میں سے 175.5 ارب ٹن تھر میں واقع ہیں۔

46 پاکستان اپنی ملکی طلب کا 6.9 ملین یعنی تقریباً 50 فیصد درآمد کرتا ہے (ماخذ: پاکستان انرجی ایئر بک)۔

حکومت جامشورو پاور پلانٹ کوفرنس آئل سے کوئلے پر منتقل پرغور کررہی ہے۔ اس پلانٹ کوایک نشانیہ کے طور پر استعمال کرتے ہوئے **جدول خ 3.2** میں کامیاب منتقلی سے درآمدات اور زراعانت کی ادائیگی پر ممکنہ بچتوں کواخذ کیا گیا ہے۔ ہمارے جائزے کے مطابق اگر پلانٹ کو پہلے منتقل کردیا جاتا تو اس سے مالی سال 14ء میں درآمدی ادائیگی کی مد میں 418 ملین ڈالر کی بچت ہوسکتی تھی اور اگر ملکی ساختہ کوئلے کواستعمال کیا جاتا تو یہ فوائد 716 ملین ڈالر کی بلند سطح پر پہنچ سکتے تھے۔ حکومت کو زراعانت میں کمی کے نتیجے میں 45 ارب روپے کی بچت بھی ہوسکتی تھی۔ حتیٰ کہ اگر ہم کوئلے پر منتقل کرنے کی منسلک لاگتوں (جیسے کان کی ترقی، درآمدی انفرا اسٹرکچر میں بہتری اور مال برداری نیٹ ورک کی ترقی) کو بھی جمع کرلیں تو ان منصوبوں سے خاصا فائدہ اٹھایا جاسکتا ہے۔[47] اس کا مطلب ہے کہ درآمدی کوئلے کے استعمال سے بھی ملک کو فائدہ پہنچے گا۔

جدول خ 3.3: نیا منصوبہ بمقابلہ منتقلی

	نیا منصوبہ	پلانٹ کی منتقلی
لاگت فی میگاواٹ (ملین امریکی ڈالر)	1.5-1.4	0.7-0.6
گیسٹیشن کی مدت (سال)	5-4	2.5-2.0
منصوبے کی زندگی (سال)	30	15
کارگزاری	قدرے بلند	پست
ٹیرف1	یکساں	یکساں
گنجائش2	نئی گنجائش	فارغ گنجائش کا استعمال

1۔ تبدیلی کا مطلب نئے منصوبے کے مقابلے میں پست لاگت ہے۔ تاہم، اس کے نتیجے میں بجلی کی قیمتوں میں کمی کے فوائد کے اثرات پاور پلانٹ کی مختصر عمر کے باعث زائل ہوجائیں گے۔

2۔ فرنس آئل پر مبنی منصوبوں میں پیداواری گنجائش کا استعمال 50 فیصد ہے اور گیس پر مبنی منصوبے کے لیے 30.0 فیصد ہے۔ تبدیلی سے موجودہ فارغ گنجائش بحال ہوجائے گی (خواہ فرنس آئل پر مبنی منصوبوں یا گیس پر مبنی پلانٹس سے)۔

حکومت نے حال ہی میں نئے اور منتقل ہونے والی بجلی کے پلانٹس کے لیے ملکی کوئلے کو استعمال کرنے کا فیصلہ کیا ہے۔ اس فیصلے کے کئی مضمرات ہیں جن کا خلاصہ **جدول خ 3.3** میں دیا گیا ہے۔ حکومت نے ایشیائی ترقیاتی بینک کی مالی اعانت سے جامشورو پلاور پلانٹ کی کوئلے پر منتقلی کا عمل شروع کردیا ہے، گوکہ اس پر پیش رفت سست ہے۔[48] چونکہ تھر میں کوئلے کی کانوں کو ترقی دینے میں وقت لگے گا اس لیے حکومت کوئلے درآمد کرنے پرغور کررہی ہے تاوقتیکہ کہ ملکی کوئلہ کمرشل لحاظ سے فائدہ مند نہیں ہوجاتا۔[49] تاہم، ملکی کوئلے کی ماہیت درآمدی کوئلے سے خاصی مختلف ہے جس سے بعض خدشات پیدا ہوتے ہیں کہ کوئلے کو بھاپ میں منتقل کرنے کی درکار ٹیکنالوجی بھی کوئلے کے معیار کے لحاظ سے مختلف ہوگی۔

47 کوئلے پر کام کرنے والے ماہرین کے مطابق 3.8 ملین ٹن/ سالانہ کی کان تیار کرنے پر آنے والی لاگت تقریباً 2.0 ارب ڈالر بنتی ہے۔

48 ایشیائی ترقیاتی بینک نے فروری 2014ء میں 900 ملین ڈالر فنڈنگ کی منظوری دی تھی لیکن 30 جون 2014ء تک کوئی رقم ادا نہیں کی گئی تھی۔

49 چونکہ مقامی اور درآمدی کوئلے میں فرق 3000 کے سی اے ایل سے 6500 کے سی اے ایل کا ہے، جس کا مطلب ہے کہ ٹیکنالوجی اس سے ہم آہنگ نہیں ہوگی کیونکہ یہ کوئلے کے معیار میں 15 فیصد تغیر کے ساتھ کام کرتی ہے۔