अध्याय – III

क्षमता उपयोग तथा विद्युत उत्पादन

3.1 क्षमता उपयोग

3.1.1 पावर स्टेशन की प्रतिष्ठापित क्षमता विद्युत का वह अधिकतम उत्पादन होता है जिसका पूर्व निर्धारित स्थितियों के अंतर्गत उत्पादन किया जा सकता है। हाइड्रो स्टेशन के मामले में क्षमता उपयोग को निर्धारित करने वाले मुख्य कारक, 'जल प्रवाह' और 'जलाशय भंडारण विशेषता' है। तथापि, पावर स्टेशनों को हर समय उनकी पूरी क्षमता पर प्रचालित नहीं किया जाता, और आऊटपुट में विद्युत आपूर्ति एवं मांग की स्थिति के मद्देनजर पावर स्टेशनों की स्थिति के अनुसार और/या ग्रिड प्रचालक द्वारा दिए गए अनुदेशों के अनुसार अंतर आता है। 31 मार्च 2014 को समाप्त पांच वर्षों के लिए निष्पादन लेखापरीक्षा के लिए चयनित पावर स्टेशनों के क्षमता उपयोग कारक (सीयूएफ[7]) को तालिका 3.1 में देखा जा सकता है।

तालिका 3.1

2009-2014 के दौरान चयनित पावर स्टेशनों के डिजाइन, वार्षिक एवं औसत सीयूएफ

(प्रतिशत)

पावर स्टेशन	डिजाईन सीयूएफ[8]	वार्षिक सीयूएफ					2009-10 से 2013-14 तक औसत सीयुएफ	प्रतिशत बिन्दुओं में डिजाईन सीयूएफ के संदर्भ मे औसत सीयूएफ में गिरावट
		2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14		
एनएचपीसी								
बैरास्यूल	49.40	39.51	45.09	46.36	45.79	40.46	**43.44**	5.96
टनकपुर	54.78	57.08	56.35	59.14	58.29	46.53	**55.48**	कोई गिरावट नहीं
चमेरा I	35.20	43.65	50.90	56.23	51.62	49.49	**50.38**	कोई गिरावट नहीं
उरी I	61.52	64.28	72.30	64.31	70.56	59.96	**66.28**	कोई गिरावट नहीं
धौली गंगा	46.27	46.23	46.23	47.17	46.31	54.50*	**48.09**	कोई गिरावट नहीं
तीस्ता-V	57.59	58.15	58.73	57.48	50.77	51.48	**55.32**	2.27
चमेरा III	53.67	-	-	-	47.19#	46.35	**46.77**	6.9
चुटक	55.26	-	-	-	12.39#	8.82	**10.61**	44.65
एसजेवीएन								
नथपा-झाकरी	50.32	53.42	54.34	57.91	51.58	54.74	**54.40**	कोई गिरावट नहीं
टीएचडीसी								
टिहरी हाइड्रो	31.93	24.17	35.57	45.48	35.41	46.35	**37.40**	कोई गिरावट नहीं
एनएचडीसी								
इंदिरा सागर	2 0.91[9]	24.18	25.09	37.52	33.06	46.56	33.28	कोई गिरावट नहीं

**डीजीपीएस के जलमग्न होने की तारीख (अर्थात 16 जून 2013) तक गिना गया*

 # चमेरा III पावर स्टेशन की वाणिज्यिक परिचालन तिथि (सीओडी) अर्थात जून 2012 और जुलाई 2012 तथा चुटक पावर स्टेशन की सीओडी अर्थात नवंबर तथा फरवरी 2015 से गिना गया

---

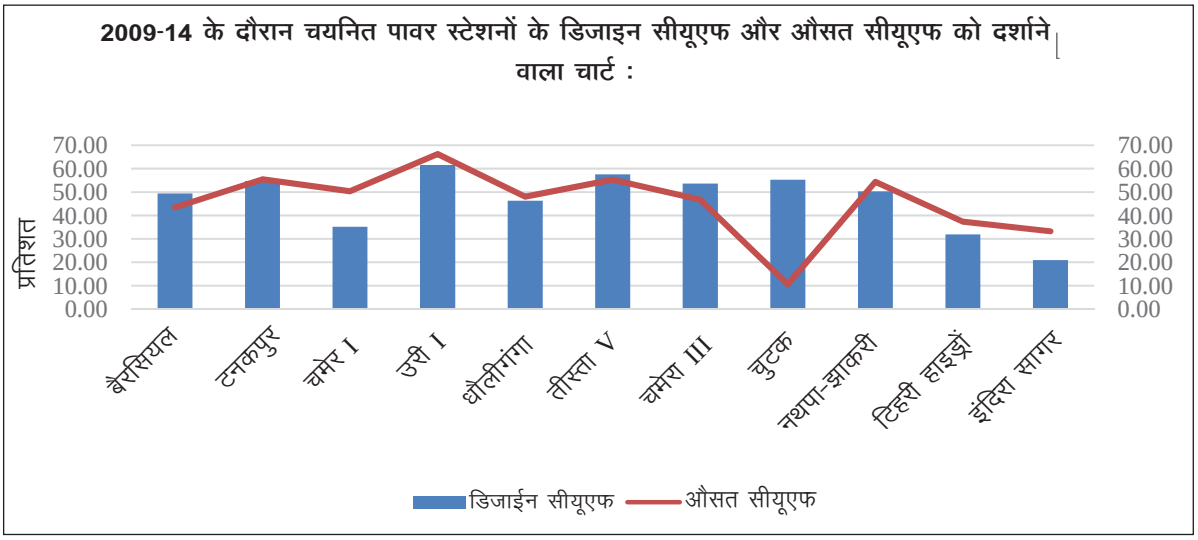
7 यह पावर स्टेशन द्वारा उत्पादित वास्तविक ऊर्जा का एक अवधि के दौरान रेटिड क्षमता पर समतुल्य उर्जा आऊटपुट के साथ अनुपात है।

8 रेटिड क्षमता x100 पर डिजाइन ऊर्जा/ऊर्जा आऊटपुट

9 2009-10 से 2013-14 के लिए डिजाइन एनर्जीज के औसत के आधार पर संगणित (अर्थात 1979 एमयू, 1901 एमयू, 1846 एमयू, 1715 एमयू और 1715 एमयू)।

निम्नलिखित चार्ट 2009-14 के दौरान निष्पादन लेखापरीक्षा के लिए चयनित पावर स्टेशनों के औसत सीयूएफ को दर्शाता है:

2009-14 के दौरान चयनित पावर स्टेशनों के डिजाइन सीयूएफ और औसत सीयूएफ को दर्शाने वाला चार्ट :



उपरोक्त तालिका से यह देखा जा सकता है कि एनएचपीसी के बैरास्यूल, तीस्ता-V, चमेरा-III और चुटक पावर स्टेशनों के औसत सीयूएफ उनके संबंधित डिजाइन सीयूएफ से 2.27 से 44.65 प्रतिशत बिंदुओं तक कम थे।

लेखापरीक्षा अभ्युक्ति पर सहमति देते समय एनएचपीसी ने बताया (फरवरी/अगस्त 2015) कि सभी पावर स्टेशनों को डिजाइन सीयूएफ के संदर्भ में औसत सीयूएफ में किसी कमी से बचने की सलाह दी गई है। तथापि, एनएचपीसी ने आगे स्पष्टीकरण दिया कि

(i) 2009-14 दौरान, बैरास्यूल और तीस्ता पावर स्टेशनों के संयंत्र उपलब्धता कारक(पीएएफ) सीईआरसी द्वारा निर्धारित किए गए 85 प्रतिशत के नियामक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ) के प्रति 94.5 प्रतिशत एवं 87.8 प्रतिशत थे।

(ii) 2013-14 के दौरान चमेरा-III में कम सीयूएफ मुख्यतः इसके प्रचालन के प्रथम वर्ष के दौरान जल निर्वाहक प्रणाली के परिशोधन के लिए पावर स्टेशन के बंद किए जाने और कम जल प्रवाह के कारण था।

(iii) बैरास्यूल के संबंध में न्यूनतर सीयूएफ कम जल अन्तर्वाह/खराब हाइड्रोलॉजी के कारण था।

(iv) चुटक पावर स्टेशन पर सीयूएफ काफी कम था क्योंकि इसे ग्रिड के साथ नहीं जोड़ा गया था। यह कारगिल क्षेत्र के पृथक लोड पर चलता है। लोड बाधाओं के कारण इसका क्षमता उपयोग कम था। चुटक पावर स्टेशन में यूनिटों का बार-बार ब्रेकडाऊन इसके दीर्घकालिक आंशिक-लोड प्रचालन और संबंधित उच्च स्पंदन इत्यादि के परिणामस्वरूप था।

इस उत्तर को इन तथ्यों के मद्देनजर देखा जाए कि:

(i) एनएपीएएफ टैरिफ विनियमन हेतु सीईआरसी द्वारा निर्धारित किया गया संयंत्र उपलब्धता कारक है जबकि आरंभिक डिजाईन सीयूएफ के साथ क्षमता उपयोग की तुलना की जा रही है। एनएपीएएफ संयंत्र के स्थान, प्रकार (अर्थात पॉन्डेज, आरओआर और जलाशय), तलछट स्थिति पर आधारित है और इसे सामान्यतः पीएएफ से कम पर निर्धारित किया जाता है। इसलिए, एनएपीएएफ के साथ सीयूएफ की तुलना उचित नहीं है।

(ii) चमेरा-III में, 2013-14 के तीन माह के दौरान जल अन्तर्वाह डिजाईन अन्तर्वाह से अधिक था। छह माह में जल अन्तवार्ह डिजाइन अन्तर्वाह से कम था, किन्तु डिजाइन ऊर्जा के संबंध में वास्तविक उत्पादन में कमी का अनुपात अधिक था। केवल तीन माह उत्पादन में कमी जल अन्तर्वाह में कमी के समान अनुपात में थी। वास्तव में, 2013-14 में ही 1387 घंटें बलात आऊटेज था जिसके परिणामस्वरूप चमेरा-III में क्षमता उपयोग कम हुआ।

(iii) बैरासियुल में 60 महीनों में से 37 के दौरान जल अन्तर्वाह अभिकल्पित अन्तर्वाह से भी अधिक था।

(iv) चुटक के संबंध में एक्जिट कांफ्रेंस के दौरान लेखापरीक्षा द्वारा पूछा गया था कि क्या मांग घटक और राष्ट्रीय ग्रिड को संयोजकता प्रदान करने की आवश्यकता का ध्यान डीपीआर तैयार करते समय रखा गया था। इस पर एमओपी ने एनएचपीसी से लेखापरीक्षा को इस पर विवरण प्रस्तुत करने को कहा, जो प्रतीक्षित था।

एमओपी ने कहा (अगस्त 2015) कि एनएचपीसी को परियोजना टीम को अभिकल्प क्षमता के कम उपयोग से बचना सुनिश्चित करने के निर्देश देने चाहिये।

3.1.2 टीएचडीसी की टिहरी हाईड्रो पावर स्टेशन (टीएचपीएस) में संस्थापित क्षमता का उपयोग

टीएचपीएस, ईएल 835मी. के उच्चतम जलाशय स्तर (एमआरएल) साहित ईएल[10] 830मी के पूर्ण जलाशय स्तर (एफआरएल) के लिये बहुउद्देशीय योजना[11] के रूप में बनाया गया था। भारत सरकार (जीओआई) के निर्देश के अनुसार, राज्य सरकार, पूर्ण पुनर्वास कार्यक्रम के लिये उत्तरदायी थी। पुनर्वास के लिये निधि टीएचडीसी द्वारा उपलब्ध कराई जानी थी। तदनुसार, ईएल 835मी स्तर के एमआरएल तक, परिवारों का पुनर्वास टीएचडीसी द्वारा प्रदान की गई निधि से राज्य सरकार द्वारा किया गया था। तथापि, टीएचडीसी को ईएल 825मी से अधिक जलाशय भरने की अनुमति अभी तक नहीं दी गई है। यह इस तथ्य के बावजूद था कि टीएचडीसी ने अभी तक (जनवरी 2015) ईएल 835मी. (अधिकतम जलाशय स्तर) तक परिवारों के पुनर्वास के लिये अपेक्षित ₹ 972.97 करोड़ का भुगतान किया।

एमओपी ने कहा (अगस्त 2015) कि राज्य सरकार का निर्णय क्षेत्र की सामाजिक-आर्थिक स्थिति के आधार पर प्रतीत होता है और मामले को जल संसाधन मंत्रालय के माध्यम से उत्तराखंड सरकार के समक्ष उठाया जाना चाहिये चूँकि मुख्य हानि उ.प्र. में सिंचाई और गंगा की सफाई में थी। इसके अतिरिक्त, एमओपी एक्जिट कांफ्रेंस (अगस्त 2015) में सहमत हुआ कि यह टीएचडीसी की ओर से मामले में हस्तक्षेप करेगा।

3.1.3 अभिकल्प ऊर्जा की समीक्षा

सीईआरसी के दिनांक 8 दिसम्बर 2000 के आदेश में अन्य बातों के साथ-साथ प्रावधान हैं कि पावर स्टेशन में अभिकल्प ऊर्जा की समीक्षा सीईए द्वारा तब की जानी चाहिये जब अपस्ट्रीम या रनऑफ में जल के उपयोग में परिवर्तन के बारे में कोई भी विशेष जानकारी सीईए के ध्यान में लाई जाती थी। हाइड्रो पावर स्टेशन में अभिकल्प ऊर्जा के संशोधन के प्रस्ताव प्रस्तुत करने के लिये सीईए के दिशानिर्देशों में यह प्रावधान है कि अभिकल्प ऊर्जा की समीक्षा सीईआरसी आदेशों के अनुसार प्रत्येक पांच वर्ष के बाद की जानी चाहिये।

---

[10] भौगोलिक स्थल की ऊंचाई से तात्पर्य निर्धारित संदर्भ बिन्दु की तुलन में उसकी ऊंचाई की उच्चतर अथवा अंतर स्थिति से है।

[11] ऊर्जा उत्पादन के अलावा, उसका उद्देश्य दिल्ली को पेय जल के साथ-साथ उत्तर प्रदेश को खेती के लिये जल की आपूर्ति करना है।

सीईआरसी के विनियमानुसार अतः हाईड्रो पॉवर स्टेशन की वास्तविक डिजाईन ऊर्जा का नियतन आवश्यक है क्योंकि वह टैरिफ तय करने तथा हाईड्रोपॉवर स्टेशन द्वारा लागत वसूले जाने का आधार होती है। हाइड्रोपावर स्टेशन के कुल वार्षिक प्रभार अभिकल्प ऊर्जा के स्तर तक ऊर्जा के उत्पादन द्वारा शुल्क के माध्यम से वसूल किया जाता है, अभिकल्प ऊर्जा के अतिरिक्त पावर स्टेशन द्वारा उत्पादित गौण ऊर्जा[12] पावर स्टेशन की अतिरिक्त आय होगी यदि अभिकलप ऊर्जा की समीक्षा नहीं की जाती है तथा यह पॉवर स्टेशन की वास्तविक उत्पादन क्षमता से निचले स्तर पर तय हो तो इससे अतिरिक्त गौण ऊर्जा का उत्पादन होगा जिसके परिणामस्वरूप अंतिम उपभोगता पर बोझ पड़ेगा। क्योंकि यदि अभिकल्प ऊर्जा को संशोधित किया जाए तो गौण ऊर्जा वार्षिक प्रभार में ही शामिल हो जाएगी।

लेखापरीक्षा जांच से पता चला कि 1994-95 में संयंत्र चालू करने से 20 वर्षों के दौरान चमेरा-I का वास्तविक उत्पादन, अभिकल्प ऊर्जा से 13 से 60 प्रतिशत तक अधिक था। पिछले 20 वर्षों में लगातार अभिकल्प ऊर्जा की तुलना में वास्तविक उत्पादन में महत्वपूर्ण और निरंतर भिन्नता के बावजूद, चमेरा-I पावर स्टेशन में अभिकल्प ऊर्जा की उपरोक्त सीईआरसी आदेशों और सीईए दिशानिर्देशों के संदर्भ में एनएचपीसी द्वारा संमीक्षा नहीं की गई थी। इसलिये चमेरा-I पावर स्टेशन ने 3592 एमयू अतिरिक्त ऊर्जा की बिक्री के माध्यम से 2009-14 की अवधि के दौरान ₹ 274.98 करोड़[13] अर्जित किये। अंतिम प्रयोक्ता पर फलस्वरूप ₹ 274.98 करोड़ तक का बोझ[14] पड़ा; जिससे राष्ट्रीय विद्युत नीति का उपभोक्ताओं के लाभ को उत्पादकों और निवेशकों द्वारा लागत की उचित वसूली से संतुलित करने का उद्देश्य पूर्ण नहीं हुआ।

सीईए ने कहा (अगस्त 2015) कि उनके द्वारा दिशानिर्देश अभिकल्प ऊर्जा समीक्षा के लिये प्रस्ताव प्रस्तुत करने के लिये मार्गदर्शन देने हेतु बनाये गये हैं। अभिकल्प ऊर्जा में कोई भी कमी/वृद्धि केवल समीक्षा होने के बाद ही पता चलेगी।

एमओपी ने कहा (अगस्त 2015) कि सीपीएसई द्वारा की गई सूचना अनुसार, अतिरिक्त ऊर्जा 90 पैसे/यूनिट की बहुत कमतर दर पर बेची जा रही थी जो अतिरिक्त ऊर्जा की लागत की केवल प्रतिपूर्ति थी। एमओपी एक्जिट कांफ्रेंस (अगस्त 2015) में इस पर भी सहमत हुआ कि यदि सीपीएसई अधिक पैसे अर्जित कर रहा है, तो उन्हें उसका लाभ ग्राहकों को देना चाहिये क्योंकि उन्हें अनुचित लाभ लेने की अनुमति नहीं दी जा सकती। तथापि, एमओपी को महसूस हुआ कि यह नियामक मुद्दा था और नियामक से सीईए को संदर्भ किया जा सकता था।

एमओपी के उत्तर को इस तथ्य के प्रति देखा जाना चाहियेः

(i) अभिकल्प ऊर्जा तक क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार की गणना करते समय विद्युत उत्पादन में शामिल पूर्ण लागत को ध्यान में रखा गया था। इस प्रकार, अतिरिक्त ऊर्जा की बिक्री द्वारा कोई

---

[12] अभिकलप ऊर्जा से अधिक उत्पादित ऊर्जा।

[13] 2009-10 से 2013-14 में अतिरिक्त ऊर्जा उत्पादन को गुणा करके निकाला गया, संबंधित वित्तीय वर्ष की ऊर्जा प्रभार दर द्वारा ₹ 0.80 प्रति यूनिट तक गुणा करके है।

[14] उच्च अभिकल्प ऊर्जा के मामले में, कम या कोई अतिरिक्त ऊर्जा नहीं होगी और ऊर्जा प्रभार दर कम होगे। 2009-14 की अवधि के लिये लागू सीईआरसी अधिसूचना के अनुसार, ऊर्जा प्रभार दर = वार्षिक निर्धारित प्रभार x 0.5 x 10 / { अभिकल्प ऊर्जा x (100 अतिरिक्त खपत का प्रतिशत) x (100 – गृह राज्य को मुफ्त ऊर्जा का प्रतिशत)}

भी वसूली अनुचित लाभ के रूप में थी, विशेष रूप से तब जबकि किसी भी वर्ष में अभिकल्प ऊर्जा के संदर्भ में उत्पादन की कमी के मामले में, उसे अनुवर्ती वर्ष में लाभार्थियों द्वारा सुधारा जाता था।

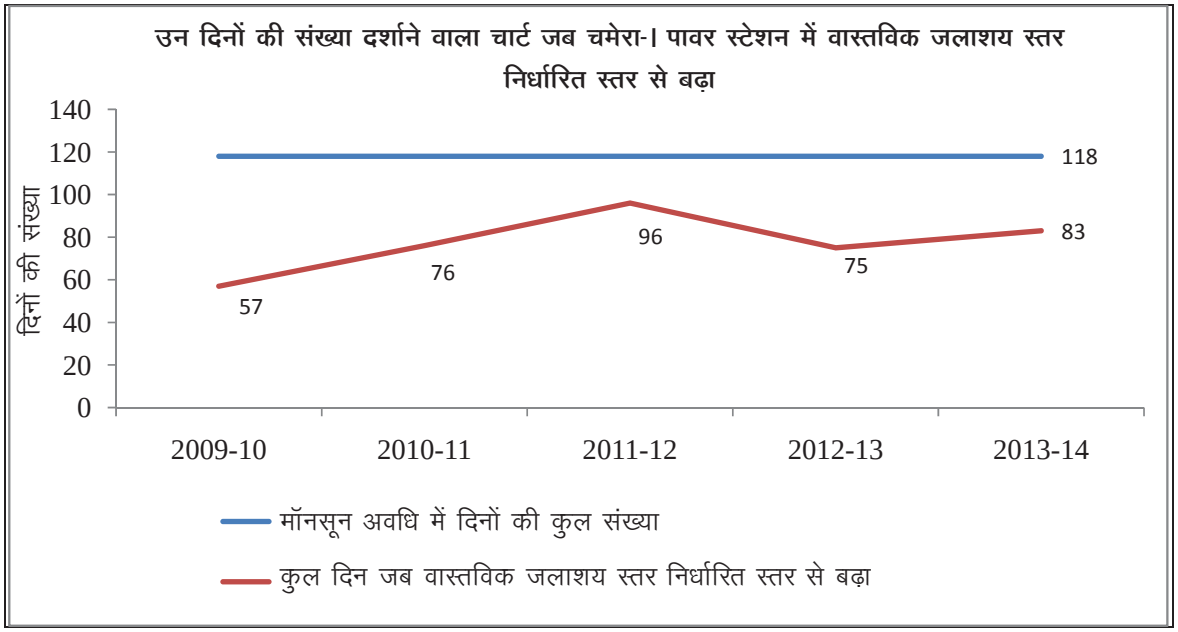
(ii) इसके अतिरिक्त, राष्ट्रीय विद्युत नीति में "उपभोक्ताओं के लाभ को और जनरेटर और निवेशको द्वारा लागत की उचित वसूली के साथ संतुलित करने" के लिये प्रावधान है। इसलिए, व्यापक सार्वजनिक हित में, वांछित कार्यवाही सुनिश्चित करने हेतु एमओपी के लिये नियामक सहित अन्य एजेंसियों के साथ समन्वयन वांछित था।

3.1.4 अपर्याप्त जलाशय फ्लशिंग और फलस्वरूप जलाशय क्षमता में कमी

इनटेक गेट में गाद को रोकने का सर्वोच्च और अत्यधिक सस्ता तरीका जलाशय में गाद न जमा होने देना है। यह (i) मॉनसून के दौरान निर्धारित स्तर पर जलाशय में जल रखकर/या (ii) जलाशय के प्रकार पर निर्भर निर्धारित तरीको के अनुसार नियमित फ्लशिंग परिचालन करके प्राप्त किया जा सकता है । उपरोक्त शर्तों का पालन न करने से न केवल जलाशय और पावर स्टेशन का उपयोगिता काल कम होगा बल्कि बाढ़ प्रबंधन भी मुश्किल होगा।

एनएचपीसी के चमेरा-I और उरी-I पावर स्टेशन और टीएचडीसी के टिहरी पावर स्टेशन के जलाशय प्रचालन मैनुअल (आरओएम) में जलाशय स्तर बनाये रखने का गाद से बचने के तंत्र के रूप में प्रावधान है। अन्य हाइड्रों पावर स्टेशन के आरओएम में गाद इकट्ठा होने से बचने के लिये मॉनसून के मौसम के दौरान जलाशय स्तर बनाये रखने के अलावा फ्लशिंग प्रचालन हेतु विशेष आवश्यकता के लिये प्रावधान है।

लेखापरीक्षा ने देखा कि चमेरा-I पावर स्टेशन ने 2009-14 मॉनसून मौसम के दौरान निर्धारित जलाशय स्तर[15] नहीं बनाये रखा जैसा नीचे चार्ट में विवरण है:



[15] 15 से 30 जून-757 मीटर, 1 जुलाई से 15 सितम्बर – 750 मीटर, 16 से 30 सितम्बर – 755 मीटर और 1 से 10 अक्टूबर –757 मीटर

निर्धारित जलाशय स्तर न बनाए रखने के कारण 2008 में मॉनसून के बाद से 2013 में मॉनसून के बाद की अवधि के दौरान चमेरा-I की सकल और मौजूदा जलाशय क्षमता क्रमशः 15 *प्रतिशत* और 13 *प्रतिशत* कम हुई।

एमओपी/एनएचपीसी ने इस पर कोई टिप्पणी नहीं की।

इसके अतिरिक्त, फ्लशिंग प्रचालन भी निर्धारित मानक के अनुसार नहीं किये गये थे। तालिका 3.2 उनके संबंधित आरओएम में निर्धारित संख्या की तुलना में एनएचपीसी के चयनित पावर स्टेशन द्वारा निष्पादित फ्लशिंग प्रचालन की वास्तविक संख्या दर्शाती है।

तालिका 3.2

आरओएम में निर्धारित फ्लशिंग प्रचालन और एनएचपीसी के पावर स्टेशन द्वारा वास्तविक रूप से किया गया प्रचालन।

पावर स्टेशन	आरओएम में निर्धारित फ्लशिंग प्रचालन की संख्या	वास्तव में किये गये फ्लशिंग प्रचालन की संख्या				
		2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
बैरास्यूल	5	2	7	9	9	11
टनकपुर	4	4	2	3	4	4
धौलीगंगा	8	6	6	6	3	0
तीस्ता-V	5	5	5	7	7	6
चमेरा III	4	-	-	-	2	1
चुटक	5	-	-	-	0	0

3.1.5 एनएचपीसी पावर स्टेशनों में फ्लशिंग प्रचालनः

(i) डीजीपीएस में दर्शाये गये अपर्याप्त फ्लशिंग प्रचालन के अलावा मॉनसून मौसम के दौरान जलाशय में अधिकतम जल स्तर (प्रतिवर्ष 137 दिन) 2009-13 के दौरान क्रमशः 4, 27, 22 और 49 दिनों में 1340 मीटर के निर्धारित स्तर के प्रति 1340 और 1345 मीटर के बीच रखा गया था जिसके कारण 2009-13 के दौरान जलाशय की सकल और मौजूदा भंडारण की क्षमता क्रमशः 5.9 और 3.9 *प्रतिशत* तक कम हुई।

(ii) चमेरा--III पावर स्टेशन के प्रचालन के पहले वर्ष (2012-13) में, जलाशय की सकल और मौजूदा क्षमता उसके डीपीआर में बताई गई सकल और मौजूदा क्षमता के संदर्भ में 18 *प्रतिशत* और 7 *प्रतिशत* कम थी।

(iii) शेष पावर स्टेशन (तीस्ता V, चुटक और टनकपुर) का 2009-14 की अवधि के दौरान नियमित रूप से आकलन नहीं हो रहा था। तदनुसार, लेखापरीक्षा इन पावर स्टेशनों की जलाशय क्षमता पर फ्लशिंग प्रचालन के प्रभाव का आकलन करने में सक्षम नहीं थी।

एनएचपीसी ने कहा (फरवरी 2015) कि चमेरा-III पावर स्टेशन में फ्लशिंग चमेरा-II पावर स्टेशन के साथ मिलकर की गई थी जिसके लिये दोनों पावर स्टेशनों द्वारा उत्तरीय क्षेत्र भार वितरण केन्द्र (एनआरएलडीसी) और राज्य प्राधिकरणों से अनुमति प्राप्त की जानी थी।

उत्तर को तथ्य के प्रति देखा जाना चाहिये कि चमेरा-III में एनआरएलडीसी द्वारा फ्लशिंग प्रचालन की अनुमति न देने के सहायक दस्तावेज इस संबंध में विशेष अनुरोध के बावजूद भी प्रस्तुत नहीं किये गये थे।

3.1.6 एसजेवीएन के नाथपा झाकरी पॉवर स्टेशन में फ्लशिंग प्रचालन

एसजेवीएन के नाथपा झाकरी पॉवर स्टेशन में न तो आरओएम में फ्लशिंग की आवृत्ति निर्धारित थी और न ही जलाशय क्षमता की मॉनसून के बाद आंकलन की कोई प्रणाली बनी थी। उचित प्रणाली के अभाव में, लेखापरीक्षा एनजेएचपीएस द्वारा किये गये फ्लशिंग प्रचालन की पर्याप्तता और जलाशय क्षमता पर परिणामी प्रभाव, यदि कोई है, को निर्धारित करने में सक्षम नहीं थी।

एसजेवीएन ने कहा (जून 2015) कि 100 *प्रतिशत* गाद रिजर्वायर फ्लशिंग के दौरान हटा दी गई थी।

तथापि, उत्तर के समर्थन में कोई भी दस्तावेजी साक्ष्य प्रस्तुत नहीं किये गये थे और अवसादन निर्धारण अध्ययन मॉनसून के बाद नहीं किया गया था जिसके बिना ऐसे प्रचालन की प्रभावकारिता का निर्धारण संभव नहीं था।

सीईए ने कहा (अगस्त 2015) कि संबंधित इकाईयों को इस पहलू का ध्यान रखने के लिये निर्धारित प्रतिमानों का पालन करना आवश्यक है।

एमओपी ने कहा, (अगस्त 2015) कि एसजेवीएन को जलाशय की फ्लशिंग को व्यवस्थित करने और अपने आरओएम में सम्मिलित करने की सलाह दी गई है।

3.2 पावर स्टेशन में सहायक ऊर्जा खपत

दिसम्बर 2000 के सीईआरसी आदेश में सहायक उर्जा खपत[16] और स्थिर एक्साईटेशन[17] सहित भूमिगत हाइड्रो पावर स्टेशन के मामले में रूपांतर हानि और ऊर्जा उत्पादन के क्रमशः 1.2 प्रतिशत और 1.0 प्रतिशत के रूप में स्थिर एक्साईटेशन सहित सतह पर पावर स्टेशन के लिये प्रतिमान निर्धारित हैं। निष्पादन लेखापरीक्षा के लिये चयनित 11 हाइड्रो पावर स्टेशनों में से, आठ पावर स्टेशन भूमिगत हैं और तीन पावर स्टेशन (अर्थात बैरास्यूल, टनकपुर और इंदिरा सागर) सतही पावर स्टेशन है।

बैरास्युल और टनकपुर पावर स्टेशन में सहायक ऊर्जा खपत नियामक सहायक ऊर्जा खपत से लगातार बढ रही थी और वास्तविक सहायक ऊर्जा के खपत प्रतिमान 31 मार्च 2014 को समाप्त पिछले पांच वर्षों के दौरान क्रमशः 23.43 मिलयन यूनिट (एमयू) और 6.31 एमयू बढ़े।

---

[16] सहायक ऊर्जा खपत का अर्थ है रूपांतर हानि सहित उत्पादन स्टेशन के सहायक ऊर्जा उपकरणों जैसे उत्पादन स्टेशन के स्विचयार्ड और उत्पादन स्टेशन के अंदर संयंत्र और मशीनरी के प्रचालन के लिये प्रयोग किये जा रहें उपकरणों द्वारा ऊर्जा खपत की मात्रा,

[17] विद्युत प्रवाह के माध्यम से चुबंकीय क्षेत्र उत्पन्न करने की प्रक्रिया एक्सोइटेशन कहलाती है।

एनएचपीसी ने कहा (अक्टूबर 2014) कि टनकपुर पावर स्टेशन 1992 अर्थात 22 वर्ष पूर्व चालू किया गया था। इस प्रकार ट्रांसफार्मर, मोटर, पंप और अन्य इलैक्ट्रिकल उपकरण जैसे पुराने बिजली उपकरणों की क्षमता का सहायक ऊर्जा खपत पर प्रभाव था। एनएचपीसी ने इसके अतिरिक्त कहा (फरवरी 2015) कि उच्चतर सहायक ऊर्जा खपत वाले पावर स्टेशनों, पावर स्टेशन द्वारा शुरूआती उपयोगिता काल पूर्ण कर लेने पर एक-एक करके नवीकरण और आधुनिकीकरण कार्यक्रम के माध्यम से ध्यान दिया जायेगा।

उत्तर पर इस तथ्य के प्रति ध्यान दिया जाना चाहिये कि एनएचपीसी ने चरणबद्ध तरीके से अपने पावर स्टेशनों के नवीकरण और आधुनिकीकरण करने के लिये कोई भी दीर्घ कालिक योजना (फरवरी 2015) नहीं बनाई।