विद्युत नियमन आयोग

(नेपालको विद्युत क्षेत्रको स्वतन्त्र नियामक निकाय)

सानो गौचरण, काठमाण्डौ, नेपाल

आ.व. २०७९/०८० को वार्षिक प्रतिवेदन

२०८०

ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय समक्ष पेश गरिएको

आ.व. २०७९/०८० को वार्षिक प्रतिवेदन

(यस प्रतिवेदनमा मिति २०७९ श्रावण १ गतेदेखि मिति २०८० आषाढ मसान्तसम्म गरिएका काम कारबाहीहरू तथा भावी कार्ययोजनाहरू समावेश गरिएका छन्)

विद्युत नियमन आयोग

सानो गौचरण, काठमाण्डौ

फोन नम्बरः +९७७-०१-४५२२४४२, ४५३९००४, ४५४३३९० फ्याक्स नम्बरः +९७७-०१-४५३२५८२

वेबसाइटः www.erc.gov.np इमेलः info@erc.gov.np

विषयसूची

विद्युत नियमन आयोगका पदाधिकारीहरू ७

अध्यक्षको मन्तव्य ९

कार्यकारी सारांश १३

१. परिचयः विद्युत नियमन आयोग २३

१.१. आयोगको प्रारम्भिक व्यावसायिक योजना २५

१.२. आयोगको कार्यक्षेत्र २६

१.३. आयोगको सङ्गठनात्मक संरचना २९

१.४. आयोगमा कार्यरत कर्मचारीहरूको विवरण ३०

२. नेपालको विद्युत क्षेत्र ३३

२.१. उत्पादन ३३

२.२. प्रसारण ३६

२.३. वितरण तथा खपत ३७

२.४. विद्युत व्यापार तथा निर्यात ३८

३. आ.व. २०७९/०८० मा आयोगले गरेका कार्यसम्पादनसम्बन्धी मुख्य उपलब्धिहरू .. ४१

३.१. नियामकीय उपकरणहरूको तर्जुमा ४१

३.२. विद्युत कम्पनीको शेयर खरिद बिक्रीसम्बन्धी स्वीकृति ४८

३.३. आयोजनाको स्वामित्व हस्तान्तरण, प्राप्ति, ग्रहण लगायतमा सहमति ५०

३.४. विद्युत खरिद सम्झौताको संशोधनमा सहमति ५०

३.५. विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौतामा सहमति ५२

३.६. शेयर संरचना परिवर्तनमा पूर्वस्वीकृति ५४

३.७. प्राथमिक तथा हकप्रद शेयर निष्काशन सम्बन्धमा आयोगद्वारा दिइएका पूर्वस्वीकृति ५५

३.८. इ-फाइलिङ प्रणालीको निर्माण ५६

३.९.	नियामकीय मार्गचित्र (Regulatory Roadmap) को तर्जुमा	५७
३.१०.	राष्ट्रिय सभा - दिगो विकास तथा सुशासन समितिमा राय/सुझावहरू प्रदान	५७
३.११.	पावर समिट २०२३ (Power Summit '23) मा सहभागिता	५८
३.१२.	अन्तर्राष्ट्रिय कार्यशाला, प्रशिक्षण एवं सम्मेलनमा सहभागिता	५८
३.१३.	राष्ट्रिय तथा अन्तर्राष्ट्रिय निकायका प्रतिवेदनमा राय/सुझावहरू प्रदान	५९
३.१३.१.	राष्ट्रिय	५९
३.१३.२.	अन्तर्राष्ट्रिय	६१
३.१४.	अनुगमनसम्बन्धी कार्यहरू	६२
४.	आ.व. २०७९/०८० मा आयोगले आयोजना गरेका कार्यक्रमहरू	८५
४.१.	आ.व. २०७९/८० मा विद्युत उपभोक्ता महसुल दर समायोजनको लागि आयोजित सार्वजनिक सुनुवाई कार्यक्रम तथा कारबाही	८५
४.२.	विद्युत खरिद-बिक्री दर निर्धारणको लागि आयोजित सार्वजनिक सुनुवाई कार्यक्रम	८५
४.३.	नेपाल विद्युत ग्रिड कोड, २०८० (Nepal Electricity Grid Code, 2080/2023) लाई अन्तिमरूप दिन आयोजित कार्यशाला गोष्ठी	८६
४.४.	परिचयात्मक जनचेतनामुलक नियामक निकायबीच अन्तर्क्रिया कार्यक्रम	८७
४.५.	आयोगको कार्यसञ्चालनको चौथो वार्षिकोत्सव कार्यक्रम	८७
५.	आ.व. २०७९/०८० मा भएको आयोगको आय व्ययको विवरण	८९
५.१.	आयोगको कोष	८९
५.२.	आ.व. २०७९/०८० मा आयोगको बजेट तथा खर्चको विवरण	८९
५.३.	आ.व. २०७९/०८० को वार्षिक प्रगति विवरण	९४
६.	आयोगले सामना गर्नुपरेका चुनौती तथा समस्याहरू	९५
६.१.	पदाधिकारी एवं कर्मचारीहरूको नियुक्ति तथा व्यवस्थापन	९५
६.२.	श्रोत साधनको प्रयोगमा समस्या	९५
६.३.	विद्युत क्षेत्रको सुधार एवं अन्य विषयमा नीतिको कमी	९६

७.	आयोगको आगामी कार्यदिशा	९७
८.	अवधारणा (Vision)	९९
९.	राय / सुझाव तथा मन्त्रालयसँग सहयोगको अपेक्षा	१०७
१०.	निष्कर्ष	१११
अनुसूची १.१.	विद्युत नियमन आयोगद्वारा प्रस्तावित सङ्गठनात्मक संरचना	११३
अनुसूची १.२.	विद्युत नियमन आयोगको स्वीकृत सङ्गठनात्मक संरचना	११४
अनुसूची १.३.	विद्युत नियमन आयोगको सङ्गठनात्मक संरचनाको स्वीकृत दरबन्दी तेरिज	११५
अनुसूची २	नियामकीय उपकरणहरू तथा आयोगको आन्तरिक कार्यसञ्चालनसँग सम्बन्धित विनियमावली वा कार्यविधि तर्जुमासम्बन्धी कार्य-तालिका	११६
अनुसूची ३.१.	विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६	११८
अनुसूची ३.२.	विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६	१४१
अनुसूची ३.३.	विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६	१५९
अनुसूची ३.४.	विद्युत नियमन आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति एक आपसमा वा अन्य सङ्गठित संस्थासँग गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहणसम्बन्धी निर्देशिका, २०७७	१६७
अनुसूची ३.५.	विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमन सम्बन्धी निर्देशिका, २०७८	१८६
अनुसूची ३.६.	नेपाल विद्युत ग्रिड संहिता, २०८०	२२०
अनुसूची ३.७.	विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८०	३७३
अनुसूची ३.८.	मुख्य कार्यसम्पादन सूचकाङ्क म्यानुअल (Key Performance Indicators Manual), २०८०	४०८
अनुसूची ३.९.	आयोगको नियामकीय मार्गचित्र (Regulatory Roadmap)	४३०
अनुसूची ४	विद्युत नियमन आयोगले जारी गरेको नेपाल विद्युत प्राधिकरणका उपभोक्ताको विद्युत महसुल दर निर्धारणको निर्णयको पूर्णपाठ	४३१
अनुसूची ५.१.	सम्माननीय प्रधानमन्त्रीज्यूबाट व्यक्त गरिएको शुभकामना	५४३

अनुसूची ५.२.	माननीय मन्त्रीज्यूबाट व्यक्त गरिएको शुभकामना	५४४
अनुसूची ५.३.	आयोगका अध्यक्षज्यूबाट व्यक्त गरिएको प्रतिबद्धता	५४५
अनुसूची ५.४.	स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरुको संस्था नेपाल (IPPAN) का अध्यक्षज्यूबाट व्यक्त गरिएको शुभकामना	५४६
अनुसूची ६	आयोगका पदाधिकारीहरू तथा सचिवको वैयक्तिक विवरण.................................	५४७
अनुसूची ७ (क)	अनुगमन भ्रमणसम्बन्धी आयोजनाहरूका तस्विरहरू	५५२
अनुसूची ७ (ख)	आयोगका विभिन्न गतिविधीहरू सम्मिलित तस्विरहरू	५६६

विद्युत नियमन आयोगका पदाधिकारीहरू

दिल्ली बहादुर सिंह

अध्यक्ष

भागीरथी भट्टराई (ज्ञवाली)

सदस्य

गौतम डंगोल

सदस्य

गोकर्ण राज पन्थ

सचिव

द्रष्टव्यः विद्युत नियमन आयोगका पदाधिकारीहरूको वैयक्तिक विवरण अनुसूची- ६ मा उल्लेख गरिएको छ ।

अध्यक्षको मन्तव्य

विद्युत नियमन आयोगले आफ्नो स्थापनाको चार वर्ष सफलतापूर्वक सम्पन्न गरी पाँचौं वर्षमा सञ्चालनको क्रममा रहेको छ । स्थापनाको छोटो अवधिमै यस आयोगले नेपालको विद्युत क्षेत्रको विकासमा सकारात्मक भूमिका खेल्दै आफूलाई एक कुशल नियामकको रुपमा स्थापित गर्न सफल भएको छ। चार वर्ष बितिसक्दा विद्युत क्षेत्रको नियमनमा पारदर्शिता, प्रभावकारिता, निष्पक्षता तथा प्रतिष्पर्धात्मक वातावरण निर्माण गर्ने सम्बन्धमा आयोगको क्रियाशीलता प्रभावकारी देखिन थालेको छ । विभिन्न निकायहरू बीचको सह-प्रयास तथा सहकार्य र आवश्यक नियामकीय उपकरणहरूको तर्जुमा तथा त्यस्ता नियामकीय उपकरणहरूको समयानुकूल परिमार्जनमार्फत आयोगले विद्युत क्षेत्रमा सरोकारवाला र उपभोक्ताको हितका बीच सन्तुलन कायम राख्न बलियो जगको निर्माण समेत गर्न सफल भएको छ।

आयोगले आ.व. २०७९/८० मा विभिन्न शीर्षकअन्तर्गतका २०६ वटा निवेदन उपर कारवाही सम्पन्न गरी निर्णय समेत दिइसकेको छ । जसमा प्राथमिक तथा हकप्रद शेयर निष्काशनको पूर्वस्वीकृतिको ३४ वटा, विद्युत कम्पनीको शेयर संरचना परिवर्तनमा स्वीकृतिको २२ वटा, विद्युत कम्पनीको विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौतामा सहमति प्रदान गर्नेसम्बन्धी ६१ वटा, विद्युत कम्पनीको विद्युत खरिद सम्झौतामा संशोधनका ५३ वटा, विद्युत कम्पनीको स्वामित्व हस्तान्तरण, आयोजना प्राप्ति/ग्रहणमा सहमति सम्बन्धी ४ वटा र विद्युत कम्पनीको शेयर खरिद बिक्रीको ३२ वटा निवेदनहरू पर्दछन्। त्यस्तै, आयोगद्वारा स्थापनाकालदेखि २०८० मङ्सिर मसान्तसम्म समग्रमा ८९७ वटा निवेदन उपर निर्णय दिइएको छ। साथै, सौर्य ऊर्जा (Solar Energy) को हकमा आयोगको मिति २०७९/०५/१० मा बसेको १६७ औं बैठकद्वारा नेपाल विद्युत प्राधिकरणलाई टेण्डर प्रक्रियाबाट विद्युत खरिद दरमा घटाघट गरी विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता गर्न निर्देशन दिइएअनुरुप ने.वि.प्रा.ले घटाघटको प्रक्रिया अपनाएको छ। यसबाट विद्युत खरिद बिक्री दर कम हुन गई समस्त उपभोक्तालाई सस्तोमा विद्युत प्राप्त हुनेछ।

आयोगले हालसम्म देहाय बमोजिमका विभिन्न आवश्यक विनियमावली, निर्देशिका, संहिता तथा कार्यविधि तर्जुमा गरी लागु गरिसकेको छ :- (क) विद्युत नियमन आयोगको बैठकसम्बन्धी कार्यविधि, २०७६ (ख) विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६ (ग) विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६ (घ) विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७६ (ङ) विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६ (च) विद्युत नियमन आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति आपसमा गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहणसम्बन्धी निर्देशिका, २०७७ (छ) कर्मचारी प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, २०७८ (अर्थ मन्त्रालयको सहमतिको लागि ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयमा २०७८ आषाढमा पेश गरिएको) (ज) आर्थिक प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, २०७८ (अर्थ मन्त्रालयको सहमतिको लागि ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयमा २०७८ आषाढमा पेश गरिएको) (झ) विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८ (ञ) आयोगको पाँच (५) वर्षे कार्यदिशा (Regulatory Roadmap), २०७९ (ट) नेपाल विद्युत ग्रिड कोड, २०८० (Nepal Electricity Grid Code, 2023) (ठ) विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८०, तथा (ड) Key Performance Indicators Manual for Monitoring the Performance of Electric Utilities, 2023 (2080)।

आयोगद्वारा यस आर्थिक वर्षमा तीन वटा महत्वपूर्ण नियामकीय उपकरणहरू तर्जुमा गरी कार्यान्वयनमा ल्याउन सफल भएको छ। नेपाल विद्युत ग्रिड संहिता, २०८० (Nepal Electricity Grid Code, 2023)ले विद्युत ग्रिडमा जोडिन आउने सबै सरोकारवालाहरू लगायत अन्य व्यक्तिहरूले पालना गर्नुपर्ने न्यूनतम मापदण्डको व्यवस्था गरी विद्युत ग्रिडको सुरक्षित, सन्तुलित, किफायती एवं प्रभावकारी प्रयोगको सुनिश्चितता गरेको छ । यसले आन्तरिकरुपमा विद्युतको प्रसारणलाई व्यवस्थित बनाउनुका साथै अन्तर्देशीय विद्युत व्यापार गर्न समेत सहज बनाउने छ।

आयोगले जारी गरेको “विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८०” ले विद्युत उपभोक्ताको हक र हित संरक्षण गर्नुका साथै विद्युत वितरण गर्ने अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति/संस्था लगायतले पालना गर्नुपर्ने कार्यसम्पादनको न्युनतम मापदण्ड समेत तोकिदिएको छ । साथै, आयोगद्वारा Key Performance Indicators (KPI) Manual For Monitoring Performance of Electric Utility (2023) तर्जुमा गरी जारी समेत गरिसकेको छ । यस म्यानुअलमार्फत आयोगले विद्युत वितरण गर्ने निकायहरूको कार्य सम्पादन मूल्याङ्कन गर्ने आधारहरू स्थापित गरी आगामी दिनमा त्यस्ता निकायहरूको कार्य सम्पादनको गुणस्तर तथा विश्वसनीयतामा सुधार गर्ने उद्देश्य राखेको छ ।

आयोगद्वारा भविष्यमा निम्न बमोजिमका नियमाकीय उपकरणहरू तर्जुमा गर्ने लक्ष्य लिएको छ : (क) खुल्ला पहुँचसम्बन्धी निर्देशिका, (ख) नियमाकीय सूचना व्यवस्थापन प्रणाली, (ग) आन्तरिक कार्यसञ्चालनसम्बन्धी विनियमावली, (घ) जलविद्युत आयोजनाको दोस्रो चरणको विद्युत खरिद दर निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौतासम्बन्धी निर्देशिका, (ङ) वितरण संहिता, (च) आन्तरिक नियन्त्रण प्रणाली, (छ) कोष परिचालनसम्बन्धी विनियमावली, (ज) विवाद समाधानसम्बन्धी विनियमावली, (झ) अनुमतिप्राप्त व्यक्तिहरूको प्राविधिक मापदण्डसम्बन्धी निर्देशिका, (ञ) जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका तथा (ट) प्रसारण दस्तुरसम्बन्धी निर्देशिका आदि ।

आयोगले लिएका कदमहरूले नेपालको विद्युत क्षेत्रको विकासमा महत्वपूर्ण भूमिका खेल्दै आएको छ । जस्तैः १० मेगावाटभन्दा कम क्षमताका जलविद्युत आयोजनाहरूबाट सुख्खा यामका महिनामा उत्पादन हुने विद्युतको परिमाणको पूर्वानुमान (Availability Declaration) एक महिनाअघि नै पेश गर्नुपर्ने र सो नमिलेको खण्डमा नेपाल विद्युत प्राधिकरणलाई १०० प्रतिशत जरिवाना तिर्नुपर्ने व्यवस्था भएकोमा अब एक हप्ता अगाडि मात्र पनि उक्त समयको जलवायुसम्बन्धी तथ्याङ्कको आधारमा जुनसुकै प्रतिशतसम्मको पूर्वानुमान गरी ने.वि.प्रा.मा पठाउन सकिने व्यवस्था गरिएको छ । यसबाट साना तथा रुग्ण जलविद्युत आयोजनाहरूलाई राहत मिलेको तथा समुचित विद्युत प्रवाह प्रणाली व्यवस्थापन (System Planning) गर्न ने.वि.प्रा.लाई पनि सहयोग मिलेको हुनाले यसलाई आयोगको पहलमा भएको Win–Win Approach को निर्णय भनी सबै सरोकारवालाहरूले मानेका छन् । यसबाट जिर्ण अवस्थामा पुगेका थुप्रै स-साना जलविद्युत आयोजनाहरू टाट पल्टिनबाट जोगिएका छन् ।

आयोगले हकप्रद शेयर निष्काशनसम्बन्धी विषयमा अग्रगामी तथा विकासमैत्री नीति लिई विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८ जारी गरी १:२ को अनुपातसम्मको हकप्रद शेयर निष्काशन गर्न अनुमति दिए पश्चात यसले पूँजी निर्माणमा फड्को नै मारेको हुनाले विगतमा १० मेगावाट (मे.वा.) वा २० मे.वा. क्षमताका जलविद्युत आयोजनाहरू बनाएका निर्माणकर्ताले अब १०० देखि ३०० मे.वा. क्षमताका आयोजनाहरू बनाउन पहल गर्दै विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता समेत गरेका छन् ।

निर्माणका क्रममा लिएको ऋणको सावाँ, ब्याज तिर्न नसक्ने अवस्थामा पुगेका रुग्ण जलविद्युत आयोजनाहरूलाई पुनर्कर्जा सुविधाका लागि नेपाल सरकार, ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय एवं नेपाल राष्ट्र बैंकसँग अग्रसक्रिय (Proactive) रूपले समन्वय गरी ३% ब्याजदरमा पुनर्कर्जा सुविधा उपलब्ध गराउन आयोगले पहलकदमी गरेको थियो । फलस्वरुप दर्जनौं समस्याग्रस्त जलविद्युत आयोजनाहरू टाट पल्टिनबाट जोगिएका छन् र उनीहरू अझ सबल भएर अन्य आयोजना विकास गर्न हौसिएका छन् । नियमन कार्यका अलावा यी र यस्तै प्रवर्द्धनात्मक तथा समन्वयात्मक कार्यहरू गरेका कारण जलविद्युतका सरोकारवाला एवं प्रवर्द्धकहरूले आयोगलाई नेपाली विद्युत क्षेत्रको अभिभावकको संज्ञा समेत दिएका छन् । आयोगले पहिलोपटक २०७७ असारदेखि लागु हुने गरी ५ एम्पियरबाट विद्युत प्रयोग गर्ने निम्न आय भएका उपभोक्ताहरूलाई मासिक १० युनिटसम्म निःशुल्क विद्युत दिने, समग्र उपभोक्ताको मासिक महशुल दर सरदरमा ९ प्रतिशतले घट्ने तथा खानेपानी वर्गका उपभोक्ताको लागि ५० प्रतिशतभन्दा बढी महशुल घटाउने निर्णय गरेको थियो । फेरि दोस्रोपटक २०७८ मङ्सिर महिनादेखि लागु हुने गरी ५ एम्पियरबाट विद्युत प्रयोग गर्ने निम्न आय भएका उपभोक्तालाई मासिक २० युनिट विद्युत निःशुल्क दिने, समग्र उपभोक्ताको मासिक महशुल दरमा सरदरमा १.०४

प्रतिशतले घट्ने, सिंचाई वर्गका उपभोक्ताको लागि ५० प्रतिशतभन्दा बढी महशुल घट्ने तथा विद्युतीय सवारी, इन्डक्सन चुल्हो आदिका प्रयोगकर्तालाई विद्युत उपभोग गर्दा आर्थिकरूपमा फाइदा हुने तथा आयातित इन्धन विस्थापनमा सहयोग मिल्ने गरी विद्युत महशुल निर्धारण गरेको थियो । हरित हाइड्रोजन तथा हरित अमोनिया (मल) को उत्पादन गर्ने सम्बन्धमा हाल काठमाडौँ विश्वविद्यालयले गरिरहेको अनुसन्धानको लागि सिंचाई प्रयोजनको लागि लाग्ने महशुलसरह रु. २/२५ प्रति युनिटका दरले विद्युत उपलब्ध गराउन सकिने जानकारी उक्त विश्वविद्यालयका उपकुलपतिलाई दिइएको थियो । यसका साथै Off Peak समयमा विद्युत उपयोग गर्न सक्ने Pumped Storage जलविद्युत आयोजनालाई बढावा दिन आयोगद्वारा विभिन्न राष्ट्रिय तथा अन्तर्राष्ट्रिय मञ्चहरूमा सशक्तरूपले आवाज उठाउँदै आएको छ ।

दक्षिणपूर्वी झापादेखि भारतको भूमि हुँदै उत्तर पश्चिमी बङ्गलादेशको टेटुलियासम्म करिब २६ किलोमिटर लामो ७६५ किलो भोल्ट (के.भि.) को भूमिगत डेडिकेटेड डबल सर्किट प्रसारण लाइन निर्माण गरी नेपालबाट बङ्गलादेशमा विद्युत निर्यात गर्नुपर्ने, भारतको सिलिगुडी सबडिभिजन अन्तर्गत रहेको फुलबारीभन्दा केही दक्षिणमा रहेको रहमु क्षेत्रमा अथवा बङ्गलादेशको बङ्गलाबन्धभन्दा केही दक्षिणमा प्रसारण लाइन र विद्युतीय हब (Hub) निर्माण गरी नेपाल, सिक्किम, भुटान, भारत तथा बङ्गलादेशका बीच उच्च भोल्टेज प्रसारण लाइनको कनेक्सन तथा हब निर्माण गरी दुई पक्षीय, त्रिपक्षीय एवं बहुपक्षीय विद्युत व्यापार गर्नुपर्ने तथा दक्षिण एशियाली पावर पूल (South Asian Power Pool) निर्माण गर्नुपर्ने अवधारणा सहितको प्रस्ताव मैले विभिन्न क्षेत्रीय तथा अन्तर्राष्ट्रिय मञ्च तथा निकायहरूले आयोजना गरेका कार्यक्रम, जस्तैः Bangladesh, Bhutan, India and Nepal (BBIN), South Asia Regional Energy Partnership (SAREP), South Asia Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR), South Asian Association for Regional Cooperation (SAARC), Bay of Bengal Initiative for Multi Sectoral Technical Economic Cooperation (BIMSTEC) आदिमा प्रस्तुत गरेकोमा मेरो उक्त दूरदृष्टि (Long-term Vision) लाई स्वदेशी/विदेशी सरोकारवालाहरू सबैले उच्च सराहना गरेका छन् । यसरी एउटै मात्र प्रसारण लाइन तथा सञ्जालमा भर पर्नु भन्दा प्रसारण लाइन संरचनाको विविधीकरण मार्फत नेपालको ऊर्जा बजारको पहुँच अझ बृहत गर्नेतर्फ आयोगले वकालत गर्ने गरेको छ । यसका अतिरिक्त, दक्षिण एशियाली क्षेत्रमा विद्युत व्यापारलाई विस्तार गर्न यस क्षेत्रका विद्युत प्रणालीसम्बन्धी प्राविधिक मापदण्डहरूमा एकरूपता ल्याउन South Asia Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR) को पहल कदमीमा तयार हुने Common Minimum Grid Code for South Asia मा नेपालको वृहत्तर हित हुने गरी राय, सुझाव एवं टिप्पणीहरू प्रदान गरिएको थियो ।

आयोगले आफ्नो चार वर्षको यात्राको क्रममा नेपाल सरकारका निकाय तथा सरोकारवालाहरूबाट आवश्यक सहयोग प्राप्त गरेको छ । आगामी दिनहरूमा पनि सरोकारवालाहरूसँग सहकार्य र समन्वय गर्दै दृढता तथा आत्मविश्वासका साथ आफ्नो उद्देश्य प्राप्तिको लागि अगाडि बढ्न आयोग उत्साहित छ । आयोगको कर्मचारी प्रशासन सम्बन्धी विनियमावली स्वीकृत हुने प्रक्रियामा रहेको कारण आयोगका आफ्नै कर्मचारी नभएको अवस्थामा आयोगको दैनिक कार्य सम्पादन गर्न ५ जना राजपत्राङ्कित अधिकृत तथा ५ जना राजपत्र अनङ्कित कर्मचारीहरू काजमा उपलब्ध गराई सहयोग गरेकोमा ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय प्रति आभार व्यक्त गर्न चाहन्छु । विद्युत विकास विभाग, नेपाल विद्युत प्राधिकरण, स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूको संस्थाका साथै समग्र सरोकारवाला निकाय तथा संघ संस्थाहरू र विद्युत नियमन आयोगका पदाधिकारी तथा कर्मचारीलाई आफूले पुऱ्याउनु भएको योगदान तथा सहयोगका लागि धन्यवाद ज्ञापन गर्न चाहन्छु । अन्त्यमा, आयोगले आर्थिक वर्ष २०७९/०८० मा कोषमा प्राप्त गरेको रकम, सञ्चालन गरेका कार्यक्रम, कार्यक्रमको उपलब्धि, कठिनाइ, चुनौती, आगामी कार्यदिशा एवं दूरदृष्टि (Long-term Vision) सहित ऐनको दफा ३८ (१) बमोजिम ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयसमक्ष यो प्रतिवेदन पेश गरिएको जानकारी गराउन चाहन्छु ।

....

दिल्ली बहादुर सिंह

(अध्यक्ष)

कार्यकारी सारांश

विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ ले नेपालको विद्युत क्षेत्रलाई व्यवस्थित, नियमित, सुरक्षित तथा गुणस्तरीय बनाउने उद्देश्यका साथ आयोगलाई अविच्छिन्न उत्तराधिकारवाला स्वायत्त संस्थाको रूपमा अधिकार सम्पन्न तुल्याएको छ । आयोगको स्थापना पश्चात निजी क्षेत्रलाई थप व्यवस्थित, प्रतिष्पर्धात्मक तथा परिणाममुखी बनाउन सहज हुनुका साथै उपभोक्ताले पनि सहजैरूपमा सर्वसुलभ, सुरक्षित तथा गुणस्तरीय सेवा उपभोग गर्न पाउने स्थिति सृजना भएको छ । विद्युत क्षेत्रको नियामक निकायको रूपमा नेपाल सरकारबाट वि.सं. २०७६ साल वैशाख २५ गतेका दिन विद्युत नियमन आयोग (यस पछि "आयोग" भनी सम्बोधन गरिएको) स्थापना भएको हो । यसै वर्ष वि.सं. २०८० वैशाख २५ गतेका दिन विद्युत नियमन आयोगले आफ्नो स्थापनाकालको चौथो वार्षिकोत्सव मनाएको छ ।

नेपालको विद्युत क्षेत्रले हालका वर्षहरूमा उल्लेखनीय प्रगति गर्नाका साथै विद्युत बजार क्रमिक रूपले राष्ट्रिय तथा क्षेत्रीय स्तरमा थप वृद्धि तथा विस्तार हुँदै गइरहेको छ । आ.व. २०७९/८० आषाढ मसान्तसम्ममा विद्युत उत्पादनतर्फ १ मेगावाट (मे.वा.) भन्दा कम क्षमताका १७ वटा जलविद्युत आयोजनाहरूबाट १३.२३२ मेगावाट (मे.वा.), १ मे.वा. भन्दा बढी क्षमताका १४० वटा जलविद्युत आयोजनाहरूबाट २५५२.७६३ मे.वा., २ वटा थर्मल विद्युत प्लान्टबाट ५३.४१ मे.वा., सौर्य ऊर्जातर्फ १२ वटा सौर्य प्लान्ट मार्फत ५८.३८ मे.वा., तथा १ वटा को-जेनेरेसन आयोजनाबाट ३.० मे.वा. गरी कुल विद्युत उत्पादन २,६८०.७८५ मे.वा. रहेको छ ।

आयोगले आफ्नो कार्य सञ्चालनको चार वर्ष पूरा गर्ने क्रममा थुप्रै प्रगतिमूलक कदम चाल्दै नेपालको विद्युत क्षेत्रको उन्नयनमा टेवा पुऱ्याउँदै आएको सबै सरोकारवालाहरूले महसुस गर्दै आएका छन् । अन्तर्राष्ट्रिय अभ्यासहरूलाई दृष्टिगत गर्दै विद्युतसम्बन्धी नियामकीय निकायहरूको सुरुवातदेखि परिपक्वताको अवस्थासम्म अध्ययन गरी, आयोगले आफ्नो स्थापनाकालदेखि सञ्चालनको अवधिलाई तीन चरणमा विभाजन गरी प्रारम्भिक व्यावसायिक कार्ययोजना तयार गरेको छ । उक्त तीन चरणहरू निम्नानुसारका रहेका छन् :

१. प्रथम चरण (Roll Out Phase) : आयोगका प्रथम पदाधिकारीहरू नियुक्त भएपछि ३६ महिनासम्मको अवधि ।

२. दोस्रो चरण (Stand–Up Phase) : आयोगका प्रथम पदाधिकारीहरू नियुक्त भएपछिको ३७ औं महिनादेखि ६० औं महिनासम्मको अवधि ।

३. तेस्रो चरण (Stabilization Phase) : ६० औं महिनापछिको अवधि ।

विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ बमोजिम आयोगमा एक जना अध्यक्ष राष्ट्रिय योजना आयोगका सदस्यसरह तथा राजपत्राङ्कित विशिष्ट श्रेणी सरहका चार जना सदस्यहरू निर्दिष्ट गरिएको भए तापनि हाल आयोगमा दुई सदस्य पद रिक्त रहेका छन् । यसैगरी, आ.व. २०७९/८० मा नेपाल सरकार, ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाइ मन्त्रालय अन्तर्गतका अन्य निकाय लगायत विद्युत विकास विभागबाट एक जना सचिव (रा.प.प्रथम श्रेणी), एक जना सि.डि.ई. (रा.प.द्वितीय श्रेणी), एक जना इन्जिनियर (रा.प.तृतीय श्रेणी), एक जना शाखा अधिकृत (रा.प.तृतीय श्रेणी), एक जना लेखा अधिकृत (रा.प.तृतीय श्रेणी) गरी राजपत्राङ्कित पदमा पाँच जना अधिकृतका साथै तीन जना नायब सुब्बा (रा.प. अनङ्कित प्रथम), एक जना खरीदार (रा.प. अनङ्कित द्वितीय) र एक जना लेखापाल गरी जम्मा पाँच (५) जना राजपत्र अनङ्कित कर्मचारीहरू काजमा आई आयोगमा कार्यरत रहेकोमा विद्युत विकास विभागका उप-सचिव (कानून) तथा ना.सु. (भण्डार) लाई आवश्यकता परेको खण्डमा आयोगमा काम गर्ने गरी खटाइएको छ । साथै कम्प्युटर अपरेटर छ (६) जना, हलुका सवारी चालक (ह.स.चा.) छ (६) जना तथा कार्यालय सहयोगी छ (६) जना गरी जम्मा अठार (१८) जना कर्मचारीहरू सेवा करार अन्तर्गत कार्यरत रहेका छन् । आयोगद्वारा आफ्नो सङ्गठन तथा व्यवस्थापन (Organization and Management) सर्वेक्षण अध्ययन प्रतिवेदन तयार गरी सो बमोजिमका कर्मचारीहरूको दरबन्दी नेपाल सरकारबाट स्वीकृत भई मिति २०७८ साल आषाढ महिनामा विद्युत नियमन आयोग कर्मचारी प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, २०७८ तथा आर्थिक प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, २०७८ तर्जुमा गरी अर्थ मन्त्रालयको स्वीकृतिको लागि ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयमा पेश गरिएकोमा हाल स्वीकृतिको क्रममा रहेका छन् ।

विद्युत नियमन आयोगद्वारा विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ (यसपछि "ऐन" भनिएको) को दफा ३८ को उपदफा (१) को प्रावधान बमोजिम नेपाल सरकार ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय (यसपछि "मन्त्रालय" भनिएको) समक्ष आर्थिक वर्ष (यसपछि "आ.व." भनिएको) २०७९/८० को वार्षिक प्रतिवेदन तयार गरी पेश गरिएको छ । यस वार्षिक प्रतिवेदनमा मूलतः मिति २०७९/०४/०१ देखि मिति २०८०/०३/३१ सम्म आयोगबाट सम्पादन गरिएका काम कारबाहीहरू समावेश गरिएका छन् ।

आयोगद्वारा आ.व. २०७९/२०८० मा भए गरेका कार्यहरू देहाय बमोजिमका रहेका छन् :

१. विद्युत उपभोक्ता महशुल दर निर्धारणको लागि प्राप्त निवेदनउपरको कारबाहीका सम्बन्धमा

स्याङ्जा जिल्लामा अवस्थित आँधीखोला वितरण केन्द्रमार्फत विद्युत वितरण गर्ने गरेको बुटवल पावर कम्पनी लिमिटेड (बि.पि.सी.) द्वारा यस आयोगसमक्ष मिति २०७९/०३/३० मा विद्युत उपभोक्ता महशुल दर निर्धारणका निमित्त निवेदन पेश गरिएको थियो । उक्त निवेदन मार्फत कम्पनीले उपभोक्ता विद्युत महशुल दरमा १३५ प्रतिशतले वृद्धि गर्न माग गरेको थियो । निवेदकको माग बमोजिम १३५ प्रतिशतसम्मको विद्युत महशुल दर वृद्धि सम्बन्धमा यस आयोगद्वारा गरिएको सार्वजनिक सुनुवाईका क्रममा जिल्लाका जनप्रतिनिधिहरू तथा सम्बन्धित क्षेत्रका उपभोक्ताहरूको व्यापक विरोध रहेको र हालको अवस्थामा विद्युत महशुल वृद्धि नगर्न राय तथा सुझाव प्राप्त भएको अवस्थामा निवेदकले माग गरे बमोजिमको महशुल वृद्धि हालको अवस्थामा गर्न नसकिने निष्कर्ष आयोगद्वारा निकालिएको थियो । साथै, उक्त कम्पनीले मिति ज्येष्ठ ३०, २०८० मा ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयमा प्रेषित तथा आयोगलाई बोधार्थ दिइएको पत्रमा कम्पनीले उसको आँधीखोला वितरण संरचनाहरू नेपाल विद्युत प्राधिकरणलाई हस्तान्तरण गर्ने गरी वितरणको कार्य समेत नेपाल विद्युत प्राधिकरण मार्फत गराउन अनुरोध गरेको अवस्थामा कम्पनीको माग बमोजिम उक्त वितरण संरचनाहरू नेपाल विद्युत प्राधिकरणलाई हस्तान्तरण गराउने पहल हुन ऐनको दफा १६ बमोजिम ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयमा सिफारिस गर्ने निर्णय आयोगको १९६औं बैठकबाट गरिए अनुसार मन्त्रालयमा पत्राचार गरिएको थियो ।

यसअघि २०७८/०५/१५ मा नेपाल विद्युत प्राधिकरण (यसपछि “ने.वि.प्रा.” भनिएको) द्वारा आयोग समक्ष विद्युत उपभोक्ता महशुल निर्धारणको लागि विद्युत उपभोक्ता महशुल दरको प्रस्तावसहित निवेदन पेस गरिएको थियो। ने.वि.प्रा.ले यस आयोग समक्ष पेस गरेको उक्त निवेदन उपर आवश्यक अध्ययन तथा विश्लेषण गर्दै आयोगले मिति २०७८/०६/१४ मा ऐन, नियमावली तथा विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६ को व्यवस्था बमोजिम आयोगको कार्यालय परिसरमा ने.वि.प्रा. का प्रतिनिधि, प्रवर्द्धकहरू, सम्बन्धित क्षेत्रका प्रतिनिधिहरू/सदस्यहरू, पत्रकारहरू लगायत अन्य सरोकारवालाहरूको सहभागिताका साथ सार्वजनिक सुनुवाई कार्यक्रमको आयोजना गरेको थियो। यसरी आयोगले विद्युत उपभोक्ता महशुल दर निर्धारणको निर्णय गर्ने बखत सार्वजनिक सुनुवाईमा प्राप्त गरेका राय, आयोगलाई पत्र एवं इमेलबाट प्राप्त सुझाव तथा प्रतिक्रियाहरूलाई समेत अध्ययन गरी २०७८ कार्तिक ०८ मा विद्युत उपभोक्ता महशुल दर निर्धारण गरेको थियो।

उक्त विद्युत उपभोक्ता महशुल दर निर्धारण गर्दा ने.वि.प्रा.ले आर्जन गर्ने कुल आम्दानीको अनुमान गरी यथोचित मुनाफा, सञ्चालन खर्च तथा पुँजीगत लगानीको प्रक्षेपणको आधारमा समतामूलक तथा न्यायिक हिसाबले समायोजन हुने गरी दर निर्धारण गरिएको हो। ने.वि.प्रा.को निर्यातबाहेक अन्य आन्तरिक उपभोक्ताको हकमा औसतमा १.०४% ले महशुल घट्ने गरी आयोगले महशुल दर निर्धारण गरेको थियो।

महशुल दर निर्धारण गर्नुपूर्व आयोगले मन्त्रालयसँग दुई (२) पटक छलफल गरेको थियो। महशुल दर निर्धारण गर्दा ५ एम्पियरको मिटरबाट २० यूनिटसम्म खपत गर्ने अति विपन्न वर्गका उपभोक्तालाई इनर्जी शूल्क नलाग्ने व्यवस्थाका साथै सिंचाईको लागि प्रयोग हुने विद्युत महशुलमा ५०% भन्दा बढी घटाइएको थियो। त्यसैगरी आ.व. २०७६/७७ को लागि नेपाल विद्युत प्राधिकरणले यस आयोग समक्ष उपभोक्ता विद्युत महशुल दर निर्धारण गर्न निवेदन दिएकोमा २०७७ असारदेखि लागु हुने गरी ५ एम्पियरबाट विद्युत प्रयोग गर्ने निम्न आय भएका उपभोक्ताहरूलाई मासिक १० युनिटसम्म निःशुल्क विद्युत दिने, खानेपानी वर्गका उपभोक्तालाई ५०% भन्दा बढी महशुल घटाउने तथा समग्र उपभोक्ताको मासिक महशुल दरमा सरदरमा ९% ले घट्ने गरी निर्णय पनि गरेको थियो। साथै, यसपटक विद्युतीय सवारी, इन्डक्सन चुल्हो आदिको प्रयोगकर्तालाई विद्युत उपभोग गर्दा आर्थिकरूपले फाइदा हुने एवं यस प्रक्रियाबाट आयातित जैविक इन्धन घटाउनमा सहयोग मिल्ने आँकलन गरिएको छ।

२. आयोगलाई प्राप्त निवेदनउपर कारबाहीका सम्बन्धमा

विगतका वर्षहरूमा जस्तै यस आर्थिक वर्षमा पनि आयोगसमक्ष विभिन्न शीर्षकअन्तर्गत उल्लेखनीय मात्रामा निवेदनहरू प्राप्त भएकोमा सोही अनुसार आयोगले औषतमा भन्दा धेरै निवेदनहरू फर्छ्यौट गरेको छ। आ.व. २०७९/८० को अन्त्यसम्ममा, आयोगले २०६ वटा विद्युत अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीहरूको निवेदनउपर कुशलतापूर्वक कारबाही सम्पन्न गरेको छ। त्यसमध्ये, ३४ वटा विद्युत अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीहरूलाई प्राथमिक तथा हकप्रद शेयर निष्काशनको पूर्वस्वीकृति प्रदान गरेको छ भने २२ वटा विद्युत कम्पनीहरूको शेयर संरचना परिवर्तनमा स्वीकृति प्रदान गरेको, ६१ वटा विद्युत कम्पनीको विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत सम्झौतामा सहमति प्रदान गरेको र ५३ वटा विद्युत कम्पनीहरूको विद्युत खरिद सम्झौताको संशोधनमा सहमति प्रदान गरेको छ। त्यसै गरी, ४ वटा विद्युत कम्पनीको स्वामित्व हस्तान्तरण/आयोजना, प्राप्ति र ग्रहणमा सहमति प्रदान गरिएको तथा ३२ वटा विद्युत कम्पनीको शेयर खरिद बिक्रीको सहमति प्रदान गरेको छ।

आयोगले स्थापनाकालदेखि २०८० मङ्सिर मसान्तसम्म विभिन्न शीर्षकअन्तर्गतका ८९७ वटा निवेदनउपर कारवाही सम्पन्न गरी निर्णय दिइसकेको छ जसमा प्राथमिक तथा हकप्रद शेयर निष्काशनको पूर्वस्वीकृतिको ९८ वटा, विद्युत कम्पनीको शेयर संरचना परिवर्तनमा स्वीकृतिको १०७ वटा, विद्युत कम्पनीको विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण तथा विद्युत सम्झौतामा सहमति प्रदान गर्नेसम्बन्धी १४९ वटा, विद्युत कम्पनीको विद्युत खरिद सम्झौतामा संशोधनका ४७१

वटा, विद्युत कम्पनीको स्वामित्व हस्तान्तरण/आयोजना, प्राप्ति र ग्रहणमा सहमतिसम्बन्धी २२ वटा र विद्युत कम्पनीको शेयर खरिद बिक्रीको सहमतिसम्बन्धी ५० वटा निवेदन उपर निर्णय दिने कार्य पर्दछन् ।

३. नियामकीय उपकरण (Regulatory Instruments) को तर्जुमाका सम्बन्धमा

यस आ.व. २०७९/८० मा भएका मुख्य कार्यहरूमध्ये विभिन्न तीन वटा नियामकीय उपकरणहरू तर्जुमा गरी जारी गर्नु महत्वपूर्ण उपलब्धिका रूपमा रहेको छ । यस आ.व.मा आयोगद्वारा नेपाल विद्युत ग्रिड कोड (संहिता) २०८० (Nepal Electricity Grid Code), विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८० तथा Key Performance Indicator (KPI) Manual for Monitoring Performance of Electric Utilities, 2023 लागु गरिसकेको छ। आयोगद्वारा जारी ग्रिड संहिताले विद्युत ग्रिडमा जोडिन आउने सबै सरोकारवालाहरू लगायत अन्य व्यक्तिहरूले पालना गर्नुपर्ने न्यूनतम मापदण्डको व्यवस्था गरी विद्युत ग्रिडको सुरक्षित, सन्तुलित, किफायती एवम् प्रभावकारी प्रयोगको सुनिश्चितता प्रदान गरेको छ । यसले आन्तरिक रूपमा विद्युतको प्रसारणलाई व्यवस्थित बनाउनका साथै अन्तर्देशीय विद्युत व्यापार गर्न समेत सहज बनाउने छ। त्यस्तै, आयोगले जारी गरेको “विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८०” ले विद्युत उपभोक्ताको हक र हित संरक्षण गर्नाका साथै विद्युत वितरण गर्ने अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति/संस्था लगायतले पालना गर्नुपर्ने कार्यसम्पादनको न्युनतम मापदण्ड समेत तोकिदिएको छ । साथै, आयोगद्वारा तर्जुमा गरिएको Key Performance Indicators (KPI) Manual For Monitoring Performance of Electric Utility, 2023 म्यानुअल मार्फत आयोगले विद्युत वितरण गर्ने निकायहरूको कार्य सम्पादनलाई मूल्याङ्कन गर्ने आधारहरू स्थापित गरी आगामी दिनमा त्यस्ता निकायहरूको कार्य सम्पादनको गुणस्तर तथा विश्वसनीयतामा सुधार गर्ने उद्देश्य राखेको छ ।

आयोगले हालसम्म देहाय बमोजिमका विभिन्न आवश्यक विनियमावली, निर्देशिका, संहिता तथा कार्यविधि तर्जुमा गरी लागु गरिसकेको छ :-

१) विद्युत नियमन आयोगको बैठकसम्बन्धी कार्यविधि, २०७६
२) विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६
३) विद्युत उपभोक्ता महशुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६
४) विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७६
५) विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६
६) विद्युत नियमन आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति आपसमा गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहणसम्बन्धी निर्देशिका, २०७७
७) कर्मचारी प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, २०७८ (ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयमा २०७८ आषाढमा पेश गरिएको)
८) आर्थिक प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, २०७८ (ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयमा २०७८ आषाढमा पेश गरिएको)
९) आयोगको पाँच (५) वर्षे कार्यदिशा (Regulatory Roadmap), २०७९
१०) विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८
११) नेपाल विद्युत ग्रिड कोड, २०८० (Nepal Electricity Grid Code, 2023\2080)
१२) विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८०
१३) Key Performance Indicators Manual for Monitoring the Performance of Electric Utilities, 2023 (2080)

यसै क्रममा, आयोगले आगामी वर्षहरूमा निम्न बमोजिमका नियामकीय उपकरणहरू (Regulatory Instruments) समेत तर्जुमा गरी लागु गर्ने उद्देश्य राखेको छ :

(१) नियामकीय सूचना व्यवस्थापन प्रणाली
(२) खुल्ला पहुँचसम्बन्धी निर्देशिका,
(३) आन्तरिक कार्यसञ्चालनसम्बन्धी विनियमावली,
(४) जलविद्युत आयोजनाको दोस्रो चरणको विद्युत खरिद दर निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौतासम्बन्धी निर्देशिका,
(५) वितरण संहिता,
(६) विद्युतसम्बन्धी अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति/संस्थाको लेखाप्रणाली तथा लेखा परीक्षण विधिमा एकरूपता ल्याउन आवश्यक मापदण्ड,
(७) आन्तरिक नियन्त्रण प्रणाली,
(८) विद्युत नियमन आयोग कोष परिचालनसम्बन्धी विनियमावली,
(९) सौर्य ऊर्जा आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका,
(१०) विवाद समाधानसम्बन्धी विनियमावली,
(११) अनुमतिप्राप्त व्यक्तिहरूको प्राविधिक मापदण्डसम्बन्धी निर्देशिका,
(१२) जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका,
(१३) प्रसारण दस्तुरसम्बन्धी निर्देशिका, आदि ।

४. आयोगद्वारा सम्पादित उल्लेख्य कार्यहरू

आयोगले स्थापनाकालदेखि नै नियमनकारी कार्यहरूको अतिरिक्त सहजीकरणका कार्यहरू समेत गर्दै आइरहेको छ । आयोगद्वारा सम्पादित केही उल्लेख्य कार्यहरू निम्न बमोजिमका रहेका छन् ।

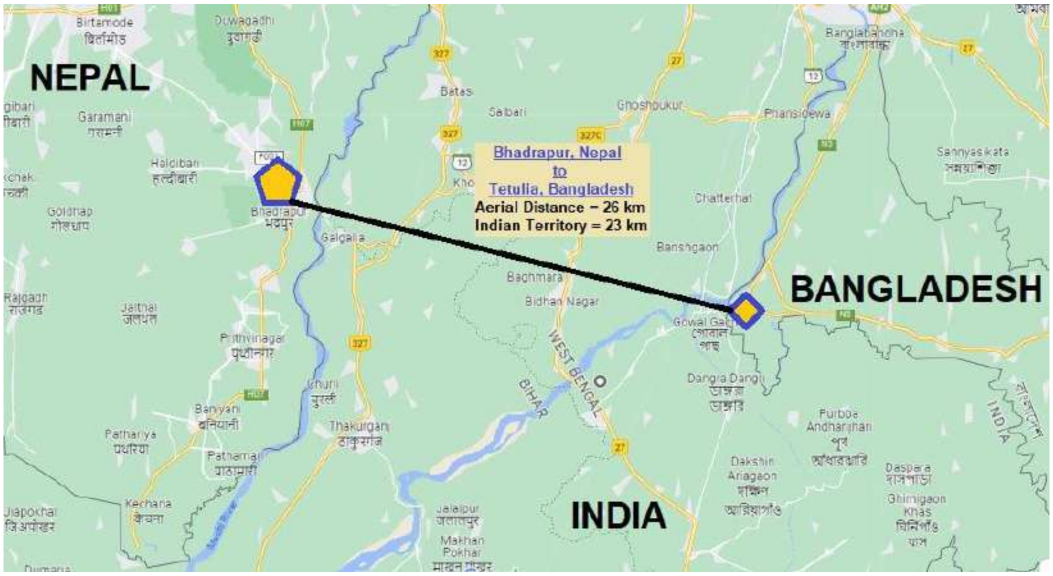
- १० मेगावाटभन्दा कम क्षमताका साना जलविद्युत आयोजनाहरूबाट सुख्खा यामका महिनामा उत्पादन हुने विद्युतको परिमाणको पूर्वानुमान (Availability Declaration) एक महिनाअघि नै पेश गर्नुपर्ने र सो नमिलेको खण्डमा नेपाल विद्युत प्राधिकरणलाई शत प्रतिशत जरिवाना तिर्नुपर्ने व्यवस्था भएकोमा अबदेखि एक हप्ताअगाडि मात्र पनि उक्त समयको जलवायु सम्बन्धी तथ्याङ्कको आधारमा जुनसुकै प्रतिशतसम्मको पूर्वानुमान गरी ने.वि.प्रा. पठाउन सकिने प्रावधानको व्यवस्था गरिएको छ । यसबाट साना तथा रुग्ण जलविद्युत आयोजनाहरूलाई राहत मिलेको तथा समुचित विद्युत प्रवाह प्रणाली व्यवस्थापन (System Planning) गर्न ने.वि.प्रा.लाई पनि सहयोग मिलेको हुनाले यसलाई आयोगको पहलमा भएको Win-Win Approach को निर्णय भनी सबै सरोकारवालाहरूले मानेका छन् । यसबाट दर्जनौं जीर्ण अवस्थामा पुगेका रुग्ण जलविद्युत आयोजनाहरू टाट पल्टिनबाट जोगिएका छन् ।
- निर्माणका क्रममा लिएको ऋणको सावाँ वा ब्याज वा दुवै तिर्न नसक्ने अवस्थामा पुगेका रुग्ण जलविद्युत आयोजनाहरूलाई पुनर्कर्जा सुविधाका लागि नेपाल सरकार, ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय एवम् नेपाल राष्ट्र बैंकसँग अग्रसक्रिय (Proactive) रूपले समन्वय गरी ३% ब्याजदरमा पुनर्कर्जा सुविधा उपलब्ध गराउन अहम भूमिका निर्वाह गरेको । यसबाट पनि केही दर्जन जलविद्युत आयोजनाहरू टाट पल्टिनबाट बच्नुका साथै सबलरूपले काम गर्न थालेका छन् ।
- आयोगले हकप्रद शेयर निष्काशनसम्बन्धी विषयमा अग्रगामी तथा विकासमैत्री नीति लिई विद्युत सम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमन सम्बन्धी निर्देशिका, २०७८ जारी गरी १:२ को अनुपातसम्म हकप्रद शेयर निष्काशन गर्न मार्ग प्रशस्त गरेको छ । तत्पश्चात यसले पूँजी निर्माणमा फड्को नै मारेको हुनाले विगतमा १० वा २० मे.वा. क्षमताका जलविद्युत आयोजनाहरू बनाइरहेका निर्माणकर्ताले हाल १०० मे.वा. देखि ३०० मे.वा. क्षमताका आयोजनाहरू बनाउन सक्ने भई विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता समेत गरेका छन् ।

- राष्ट्रिय सभाको दिगो विकास तथा सुशासन समितिद्वारा माग गरिए अनुसार नेपालमा उत्पादित विद्युतको अत्यधिक उपयोग गरेर आयातित एल.पि. ग्यास र इन्धनको उपभोग कम गर्ने उपायहरूको बारेमा आयोगद्वारा राय/सुझाव पेश गरिएको थियो । जसमा: (क) देशमा भएका उद्योगहरूले जडान गरेका ब्वाइलरहरू (Boilers) जैविक ईन्धनबाट चल्ने भएको हुनाले त्यसलाई विद्युतीय ब्वाइलरहरू बाट प्रतिस्थापन गरिएमा १५०० मे.वा. तुरुन्तै खपत हुने, (ख) विद्युतीय सवारी साधन, चुल्हो लगायतका अन्य विद्युतीय उपकरणहरूमा भन्सार दर कम गरी सो तर्फ आकर्षित गर्ने, (ग) देशभित्रबाट चल्ने ट्याक्सीबाट सुरुवात गर्दै अन्य सवारी साधनहरूलाई पनि क्रमश: जैविक इन्धनबाट रूपान्तरित गरी ब्याट्रीबाट चल्ने बनाउन नीति/नियम बनाउनुपर्ने । (घ) पम्पड स्टोरेज (Pumped Storage) तथा जलाशययुक्त आयोजनाहरूलाई अत्यन्त प्राथमिकताका साथ विकास गर्नुपर्ने, तथा (ङ) हरित हाइड्रोजन तथा हरित एमोनिया (मल) उत्पादन गर्न देशमा उत्पादित विद्युतको प्रयोग गरी इलेक्ट्रोलाइसिस (Electrolysis) प्रक्रियाबाट गर्नुपर्ने रहेका छन् ।
- आयोगद्वारा नेपाल सरकारलाई राय उपलब्ध गराउने सम्बन्धमा विद्युत विधेयकमा ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयले राय माग गरेकोमा राय उपलब्ध गराएको थियो ।

५. विद्युत बजार विकासको सम्बन्धमा दूरदृष्टि

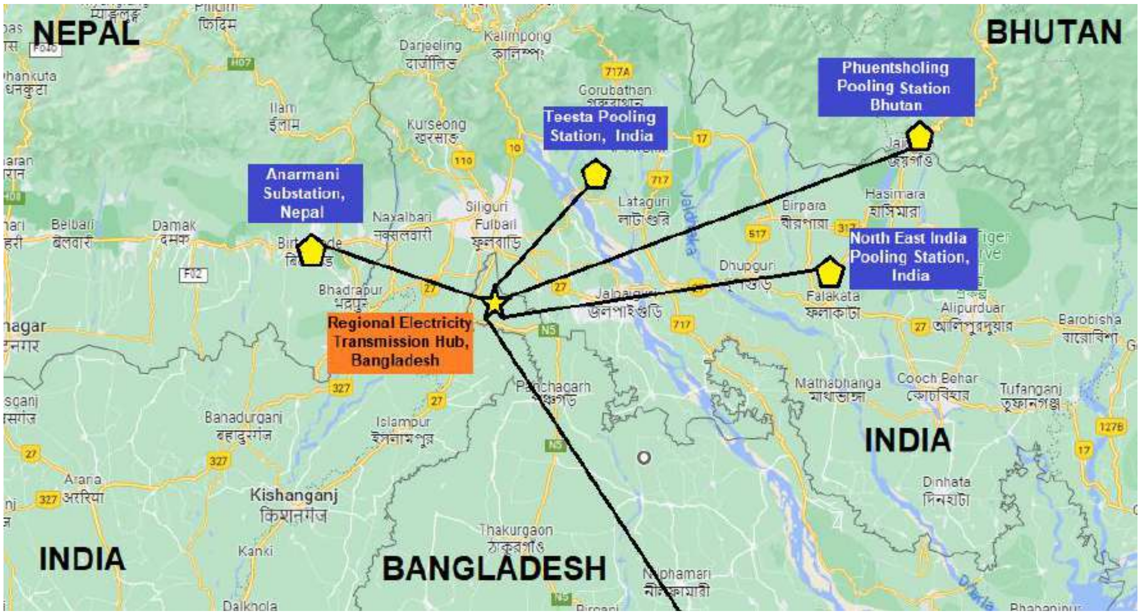
(क) विभिन्न अन्तर्राष्ट्रिय संघ, संस्था तथा मञ्चद्वारा आयोजित कार्यक्रमहरूमा सरिक भई विद्युत नियमन आयोगका अध्यक्ष दिल्ली बहादुर सिंहज्यूले नेपालको जलविद्युत आयोजनाबाट उत्पादित विद्युतको बजार विकास एवम् क्षेत्रीय सहयोग र सहकार्यको लागि विभिन्न विषयमा आफ्नो अवधारणा पेश गर्नुभएको थियो । विशेष गरी, नेपाल र बङ्गलादेशबीच समर्पित/डेडिकेटेड (Dedicated) प्रसारण लाइनको निर्माण गरी नेपालको विद्युत व्यापारलाई बढावा दिने र बङ्गलादेशको बङ्गलाबन्धनजिकै क्षेत्रीय विद्युत प्रसारणको लागि एउटा सब-स्टेसन हब निर्माण गरी अन्तर्राष्ट्रिय तथा क्षेत्रीय विद्युत व्यापारलाई बढावा दिने विषयलाई उठान गर्नुभएको थियो ।

नेपालको भद्रपुरदेखि बङ्गलादेशको सीमावर्ती क्षेत्र टेटुलियासम्म २६ किलोमिटर लामो, ७६५ के.भी. हाललाई डबल सर्किट र भविष्यमा आवश्यकता अनुसार अन्य सर्किटहरू भएका समर्पित (Dedicated) प्रसारण लाइन निर्माण गरी भारतको विद्युतीय प्रणालीको प्रयोग नगरेरै सोझै बङ्गलादेशमा विद्युत पुऱ्याउन सकिन्छ । यसो गर्दा नेपाल र बङ्गलादेशबीच विद्युत व्यापारका लागि भारतलाई आफ्नो प्रणालीको स्तरोन्नति गर्ने वाध्यता आइपर्दैन र विद्युत प्रसारण गर्दा हुने प्राविधिक क्षति पनि न्यूनीकरण गर्न सकिन्छ । नेपाल र बङ्गलादेशका भूभाग बीचको न्यूनतम् दुरी २३ किलोमिटर मात्र रहेकोमा उक्त दुई विन्दुका बीच विद्युत आयात/निर्यात गर्दा भारतको भूभागको २३ किलोमिटर मात्र प्रयोग हुनेछ । उक्त प्रसारण लाइन भूमिगत बनाइने हुँदा त्यस क्षेत्रमा भारतलाई वातावरणीय, जनसांख्यिक, सामाजिक, आर्थिक तथा संरचनागत असर नपर्ने गरी निर्माण तथा सञ्चालन गर्न सकिन्छ । यस प्रसारण लाइनका लाभग्राही नेपाल र बङ्गलादेश हुने हुँदा भारतको भूमिमा निर्माण गर्नुपर्ने भूमिगत प्रसारण लाइन (Underground Transmission Cable) लगायत अन्य संरचनाहरूको लागि आवश्यक पर्ने लागत दुवै देशले बराबरी व्यहोर्ने तथा आ-आफ्ना देशमा बनाइने अन्य सबै संरचनाहरू भने आ-आफ्ना देशले व्यहोर्न उचित हुने प्रस्ताव सुझाइएको थियो । यस आयोजना सञ्चालनका क्रममा आइपर्ने सम्पूर्ण लागत नेपाल र बङ्गलादेशले बराबर बेहोर्ने गरी अघि बढाउन सकिने भई दुवै देशले भारतलाई पट्टामा भूमि उपलब्ध गराउन आग्रह गर्नुपर्ने बताइएको थियो ।

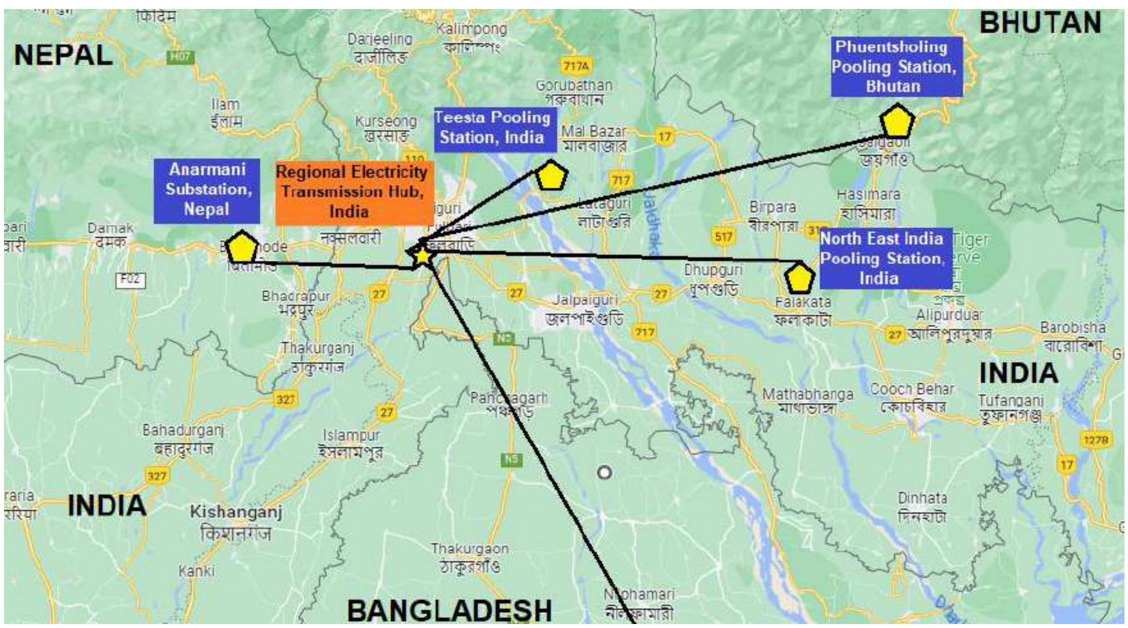


नेपाल तथा बङ्गलादेशबीच समर्पित (Dedicated) प्रसारण लाइनको सम्भावित रेखाचित्र

(ख) अर्कोतर्फ, बङ्गलादेश, भुटान, भारत र नेपाल (BBIN) क्षेत्रमा एक अन्तर्राष्ट्रिय विद्युत प्रसारण तथा सबस्टेसन हबको निर्माण गरी नेपाल, भुटान, सिक्किम तथा पश्चिम बङ्गाल एवम् भारतको उत्तरपूर्वी प्रान्तहरूमा उत्पादन हुने विद्युतलाई उक्त हबमा जोड्न सकिने अवधारणा श्री सिंहले बताउनुभएको थियो । विभिन्न देश/क्षेत्रहरूमा सबस्टेसन तथा पुलिङ स्टेसनहरू निर्माण गरी सो हबलाई प्रसारण लाइनमार्फत उल्लेखित राष्ट्रिय एवम् क्षेत्रीय पुलिङ स्टेसनहरूसँग जोडन सकिन्छ र विद्युतको माग अधिक रहेको क्षेत्र/देशले उक्त यस हबबाट विद्युत लैजान सक्ने गरी हबलाई सञ्चालन गर्न सकिन्छ । नेपाल र भुटानमात्र नभई भारतको उत्तरपूर्वी राज्यहरूसमेत जलविद्युतको व्यापक सम्भावना भएका क्षेत्रमा पर्दछन् । उक्त हब निर्माण गर्दा २ वटा विकल्पहरूमध्ये कुनै एक विकल्प प्रयोग गर्न सकिन्छ जस्तैः (१) बङ्गलादेशको बङ्गलाबन्धभन्दा केही दक्षिणमा अथवा (२) भारतको पश्चिम बङ्गालस्थित सिलिगुडी सबडिभिजन अन्तर्गत रहेको फुलबारीभन्दा दक्षिण पश्चिमी भागमा रहेको रहमु क्षेत्रमा उक्त हब निर्माण गर्न सकिन्छ । उक्त हब निर्माण भए पश्चात बङ्गलादेश, भुटान, भारत र नेपाल (बि.बि.आइ.एन.) क्षेत्रका देशहरूले एकै पटक विभिन्न देशहरूमा आवश्यकता अनुसार विद्युत निर्यात तथा तिनीहरूबाट आयात गर्न सक्ने र यसका कारण दक्षिण एशियाको क्षेत्रीय विद्युत व्यापारमा नयाँ आयाम थपिने छ ।



(विकल्प-१) बि.बि.आई.एन. क्षेत्रमा क्षेत्रीय प्रसारण लाइन तथा हब निर्माणको सम्भावित रेखाचित्र



(विकल्प-२) बि.बि.आई.एन. क्षेत्रमा क्षेत्रीय प्रसारण लाइन तथा हब निर्माणको सम्भावित रेखाचित्र

भारतको पश्चिम बङ्गाल तथा बङ्गलादेशमा ऊर्जाको माग बढ्दो क्रममा रहेको छ । पश्चिम बङ्गालमा विद्युत खपत सन् २०१० यताका दश वर्षहरूमा लगातार ४.५% का दरले वृद्धि हुँदै गएको र बङ्गलादेशमा पनि समग्र ऊर्जाको खपत उच्च नै रहेको छ । यसका अतिरिक्त, भारतले सन् २०७० सम्ममा नेट जिरो (Net Zero) कार्बन उत्सर्जन गर्ने उद्घोष गरेको छ र बङ्गलादेशले पनि सन् २०७० सम्ममा नेट जिरो कार्बन उत्सर्जन गर्ने लक्ष्य तय गर्ने क्रममा रहेको छ । तर उक्त मुलुकहरूमा जैविक इन्धनको उपयोगद्वारा विद्युत उत्पादन हुने गरेको परिप्रेक्ष्यमा भारत तथा बङ्गलादेशमा नवीकरणीय ऊर्जाको माग अत्यधिक बढी भएको तथ्यलाई समेत मनन गर्दा यस क्षेत्रमा उपयुक्त प्रसारणसम्बन्धी संरचना निर्माण गर्न सके नेपाल लगायत अन्य जलविद्युतका

धनी क्षेत्र/देशहरूमा उत्पादित विद्युतीय ऊर्जाको बजारीकरण तथा व्यापारमा सहयोग पुग्ने स्पष्ट छ। यस बि.बि.आइ.एन. उपक्षेत्रमा क्षेत्रीय विद्युत व्यापारको विकास गर्न प्रसारण लाइनको अपर्याप्तता भएका कारण उल्लेखित दुई प्रसारण लाइन आयोजना सञ्चालनमा आउन सके यो नेपालका साथ साथै समग्र दक्षिण एशियाली क्षेत्रको समृद्धि तथा ऊर्जा सुरक्षाको लागि ठूलो कोशेढुङ्गा सावित हुनेछ।

(ग) आगामी दिनमा दक्षिण एशियाली क्षेत्रमा क्षेत्रीय विद्युत बजारको पूर्ण विकास गरी विद्युत व्यापारलाई गतिशीलता दिन दक्षिण एशियाली पावरपुल (South Asian Power Pool) को निर्माण गरी सञ्चालनमा ल्याउनुपर्दछ। पावरपुल सञ्चालनमा ल्याई डे अहेड, रियल टाइम/स्पट मार्केट, एन्सिलियरी सर्भिसेस, रिन्युएबल इनर्जी सर्टिफिकेट, आदि जस्ता संयन्त्रहरूमार्फत माग र आपूर्तिका आधारमा विद्युत खरिद गर्ने व्यवस्था स्थापित गर्न सकिन्छ। विशेष गरी, भारत तथा बङ्गलादेशमा स्वच्छ हरित (Renewable Energy) ऊर्जाको माग अत्याधिक भएको हुँदा पावरपुलमा नेपालमा उत्पादित हरितऊर्जाले राम्रो मूल्य पाउने सम्भावना हुन्छ। तसर्थ, दक्षिण एशियाली क्षेत्रमा पर्याप्त मात्रामा उल्लेखित विद्युत प्रसारण सम्बन्धी पूर्वाधारहरू निर्माण गरी पावरपुल स्थापना तथा सञ्चालन गर्न सके विद्युत व्यापार मार्फत देशको समृद्धि प्राप्त गर्ने राष्ट्रिय अभियानले आशातित सफलता प्राप्त गर्न सक्नेछ।

यस प्रकारको सहयोग र सहकार्यले दक्षिण एशियाली क्षेत्रमा हरित ऊर्जाको उपयोग बढ्न गई नेट जिरो कार्बन (Net Zero Carbon) उत्सर्जन गर्ने दिशातर्फ सम्बन्धित मुलुकहरूले सफलता पाउने छन् र यस क्षेत्रमा बिग्रिँदै गएको वातावरणलाई केही सुधार्न सकिने छ।

१. परिचयः विद्युत नियमन आयोग

राष्ट्रको सामाजिक तथा आर्थिक विकासको आधारशिला तथा विश्वव्यापी रूपको अत्यन्तै आवश्यक वस्तुको रूपमा ऊर्जाले महत्वपूर्ण भूमिका खेलेको अवस्था छ। स्वच्छ र सर्वसुलभ ऊर्जामा पहुँचका सन्दर्भमा विगत् केही दशकदेखि नेपालमा मात्र नभई विश्वभरि नै ऊर्जा प्रमुख विषयको रूपमा रहिआएको छ। Key World Energy Statistics (2021) द्वारा प्रकाशित तथ्य अनुसार सन् ई.स. १९७३ देखि सन् ई.स. २०१९ सम्मको अवधिमा विश्व ऊर्जा आपूर्ति (Total Energy Supply) २.४ गुणाले बढ्नुका साथै यसको स्वरूपमा पनि परिवर्तन आएको देखिन्छ। सोही सन्दर्भमा, ऊर्जातर्फ कच्चा तेलको माग ४६ प्रतिशतबाट ३१ प्रतिशतमा झरेको देखिन्छ भने कोइलाको माग भने २४.७ प्रतिशत देखि २६.८ प्रतिशतमा बढेको छ। यो अवधिमा, प्राकृतिक ग्यासको उपयोग १६ प्रतिशतदेखि २३ प्रतिशत, जलविद्युत १.८ प्रतिशतदेखि २.५ प्रतिशतसम्म बढेको देखिन्छ। नेपालमा समेत जलविद्युत क्षेत्रले आफ्नो विकासको गति लिइरहेको अवस्थामा विद्युत तथा ऊर्जाको मागमा निरन्तर वृद्धि भएको देखिएको छ। विद्युत उत्पादनमा वृद्धि हुनुका साथै विद्युत समिश्रण, विद्युतको बहुआयामिक प्रयोग तथा विद्युत माग र गुणस्तरीय आपूर्तिको व्यवस्थापन गर्नु लगायतका कार्यहरू चुनौतीपूर्ण देखिएको छ।

यस किसिमका चुनौतीहरूको सम्बोधन तथा समाधानका निमित्त करिब तीन दशकअघि नै नेपाल सरकारद्वारा विद्युत ऐन, २०४९ तथा विद्युत नियमावली, २०५० द्वारा एउटा विद्युतको क्षेत्रको नियमनकारी निकायको परिकल्पना गरिएको थियो। सोही परिकल्पना बमोजिम वि.सं. २०५० सालमा विद्युत महशुल निर्धारण आयोग नियमावलीमा भएको व्यवस्था बमोजिम नेपाल सरकारद्वारा विद्युत महशुल निर्धारण आयोगको स्थापना गरिएको थियो। तथापि, उक्त आयोगको अधिकारक्षेत्र र कार्यादेश भने विद्युत उपभोक्तालाई लागु हुने विद्युतको महशुल दर निर्धारण तथा पुनरावलोकन गर्नेसम्म मात्र सिमित रहेको थियो। जलश्रोत नेपालको आर्थिक विकासको निमित्त एक महत्वपूर्ण संशाधनको रूपमा पहिचान गरी देशको सर्वाङ्गीण विकासका लागि जलविद्युतलाई आन्तरिक खपतका साथै निर्यातको सम्भावना समेतलाई दृष्टिगत गर्दै नेपाल सरकारद्वारा वि.सं.२०५८ सालमा जलविद्युत विकास नीति, २०५८ जारी गरिएको थियो। उक्त नीतिमा जलविद्युतको विकासको लागि एउटा नियामक संस्था (Regulatory Body) स्थापना गरिनेछ भनी उल्लेख भएको पाइन्छ। जसको कर्तव्य विद्युत खरिद निर्धारण गर्ने, उपभोक्ता विद्युत महशुल र व्हीलिङ (Wheeling) महशुल निर्धारण गर्ने लगायत हुनेछ भनी उल्लेख गरिएको छ।

जलविद्युत विकास नीति, २०५८ जारी भएको लामो समय पश्चात नेपाल सरकारद्वारा विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ तथा विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ बमोजिम विद्युत क्षेत्रको नियामक, स्वशासित तथा सङ्गठित निकायका रूपमा आयोगको गठन वि.सं. २०७६ साल वैशाख २५ गतेका दिन गरियो। अहिले विद्युत नियमन आयोग स्थापना भएको ४ (चार) वर्ष पूरा गरी पाँचौ वर्षमा लागेको छ। यस अवधिमा नेपालको विद्युत क्षेत्रको विकास, विस्तार र प्रवर्द्धनका लागि आयोगले महत्वपूर्ण र अभिभावकीय भूमिका निर्वाह गर्दै आइरहेको छ। देशको समृद्धिको एक महत्वपूर्ण खम्बाको रूपमा स्थापित विद्युत क्षेत्रको समग्र विकासको निमित्त अत्यावश्यक रहने स्वदेशी, विदेशी तथा निजी क्षेत्रको लगानीलाई प्रवर्द्धन तथा नियमन गर्दै विद्युतको दिगो विकास गर्ने समेतको लक्ष्य आयोगको रहेको छ। समग्र विद्युत क्षेत्रमध्ये तुलनात्मक रूपमा जलविद्युत क्षेत्रले प्रगति गरेको छ। हालसम्म नेपालको विद्युत क्षेत्रमा स्वदेशी, विदेशी तथा निजी क्षेत्रको ठूलो परिमाणमा लगानी भएको छ र फलस्वरूप राष्ट्रिय अर्थतन्त्र थप क्रियाशील हुन गई राजस्व वृद्धिमा समेत योगदान पुगेको अवस्था छ।

त्यसै गरी, अन्तर्राष्ट्रिय नियामकीय अभ्यासहरू अनुसरण गर्दै आम उपभोक्तालाई सर्वसुलभ एवं गुणस्तरीय सेवा सुरक्षित रूपमा उपभोग गर्न पाउने अधिकारको प्रत्याभूति दिलाउन आयोगले विभिन्न कार्यहरू अगाडि बढाइसकेको छ। यसै सन्दर्भमा, आयोगद्वारा यस आर्थिक वर्षमा नेपाल विद्युत ग्रिड संहिता (२०८०), विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी

निर्देशिका (२०८०), Key Performance Indicator (KPI) Manual for Monitoring Performance of Electric Utilities, 2023 तथा विद्युत वितरण गर्ने संस्थाहरूको मुख्य कार्यसम्पादन निरीक्षण सम्बन्धी नियामकीय उपकरणहरू तर्जुमा गरी कार्यान्वयनमा समेत ल्याइसकेको अवस्था छ। आयोगबाट गरिने यस प्रकारको सक्रियताबाट विद्युत क्षेत्रको मात्र नभई अन्य क्षेत्रको समेत विकास भई आम नागरिकले स्तरीय जीवनयापन गर्ने आधार सृजना हुँदै गइरहेको सर्वविदितै छ। आयोगले विद्युत क्षेत्रसँग सम्बन्धित क्षेत्रीय तथा अन्तर्राष्ट्रिय संघ/संस्थाहरूसँग सहकार्य गरी विद्युत क्षेत्रमा नवीनतम प्रविधि तथा अवधारणाको प्रयोग एवं विकासलाई प्रोत्साहन गर्ने गरी कार्यहरू अगाडि बढाएको छ। यसै क्रममा, आयोगले South Asia Forum For Infrastructure Regulation (SAFIR); Bangladesh, Bhutan, India and Nepal (BBIN) Initiative; Bay of Bengal Initiative for Multi–Sectoral Technical and Economic Cooperation (BIMSTEC); South Asian Association for Regional Cooperation (SAARC); South Asian Regional Energy Partnership (SAREP) लगायतका विभिन्न क्षेत्रीय तथा अन्तर्राष्ट्रिय संघ संस्थाहरूसँगको समन्वय एवं सहकार्यमा विभिन्न कार्यक्रमहरूमा सक्रिय सहभागिता जनाउँदै आएको छ।

विद्युत नियमन आयोग एक अविच्छिन्न उत्तराधिकारवाला स्वशासित र सङ्गठित संस्था हो। यसको स्थापना विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापारलाई नियमन गर्ने नियमनकारी निकायको रूपमा भएको हो। आफ्नो नियमनकारी दायित्वलाई मूर्त रूप दिनका लागि नियामकीय उपकरणहरू अत्यन्त जरुरी हुने भएकोले आयोगले समय-समयमा विभिन्न नियामकीय उपकरणहरूको तर्जुमा गरी लागु गरिसकेको छ।

आयोगले विद्युत अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा संस्थाहरूबाट दैनिक रूपमा आउने विभिन्न किसिमका निवेदनहरू फर्छ्यौट गर्ने कार्यबाहेक हालसम्म तपसिल बमोजिमका नियामकीय उपकरणहरू तर्जुमा गरी लागु गरिसकेको अवस्था रहेको छ :

तपसिल

क्र.स.	नियामकीय उपकरणको नाम	नियामकीय उपकरणको किसिम	लागु गरिएको मिति
१.	नेपाल विद्युत ग्रिड कोड, २०८०	संहिता (कोड)	२०८०/०३/२९
२.	विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८०	निर्देशिका	२०८०/०३/२९
३.	Key Performance Indicators (KPI) Manual for Monitoring Performance of Electric Utilities, 2023	Manual	२०८०/०३/२९
४.	विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८	निर्देशिका	२०७८/०६/०७
५.	विद्युत नियमन आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति एक आपसमा वा अन्य सङ्गठित संस्थासँग गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहणसम्बन्धी निर्देशिका, २०७७	निर्देशिका	२०७७/०५/०१
६.	विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६	निर्देशिका	२०७६/११/०१

७.	विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६	निर्देशिका	२०७६/०७/२९
८.	विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६	विनियमावली	२०७६/०६/१५
९.	विद्युत नियमन आयोगको बैठकसम्बन्धी कार्यविधि, २०७६	कार्यविधि	२०७६
१०.	South Asia Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR) द्वारा तर्जुमा गरिएको Common Minimum Grid Code for South Asia उपर राय तथा सुझाव दिएको	राय तथा सुझाव	-
११.	विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७६	निर्देशिका	नयाँ निर्देशिका जारी भएकोले खारेज भईसकेको

साथै, ऐन तथा नियमावलीले निर्दिष्ट गरेको अधिकार र कार्यादेशलाई प्रभावकारी रूपमा कार्यान्वयन गर्न खुल्ला पहुँचसम्बन्धी निर्देशिका (Open Access Guidelines), Citizen Charter, विवाद समाधानसम्बन्धी विनियमावली, जलविद्युत आयोजनाको दोस्रो चरणको विद्युत खरिदबिक्री दर निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौतासम्बन्धी निर्देशिका, सौर्य ऊर्जा आयोजनाको विद्युत खरिदबिक्री दर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका, जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिदबिक्री दर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका, आन्तरिक नियन्त्रणसम्बन्धी विनियमावली, आयोगको आन्तरिक कार्यसञ्चालनसम्बन्धी विनियमावली, आन्तरिक कार्यप्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, विद्युत नियमन आयोगको कोष परिचालनसम्बन्धी विनियमावली, नियामकीय लेखा प्रणाली, नियामकीय सूचना व्यवस्थापन प्रणाली, अनुमति प्राप्त व्यक्तिहरूको प्राविधिक मापदण्डसम्बन्धी निर्देशिका, प्रसारण दस्तुर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका लगायतका अन्य नियामकीय उपकरणहरूमध्ये केही मस्यौदाको क्रममा रहेका छन् भने केहीको मस्यौदा तयार भई चाँडै नै कार्यान्वयन हुने अवस्थामा रहेका छन् ।

१.१ आयोगको प्रारम्भिक व्यावसायिक योजना

आफ्नो कार्यसञ्चालनको चौथो वर्ष पूरा गरी पाँचौं वर्षमा प्रवेश गरिसकेको आयोगद्वारा स्थापनाकालदेखि पूर्णरूपले हुने सञ्चालनको अवस्थालाई तीन चरणमा विभाजन गर्दै प्रारम्भिक व्यावसायिक योजना तयार गरिएको छ । सो क्रममा आयोगद्वारा आन्तरिक तयारी र विभिन्न राष्ट्रमा अभ्यासरत रहेका विद्युतसम्बन्धी नियामकीय निकायहरूको सुरुवातको अवस्थादेखि परिपक्वताको अवस्थासम्म अध्ययन गरिएको छ ।

१.१.१. प्रथम चरण (Roll Out Phase) - *(पहिलो ३६ महिनाको अवधि)*

आ.व. २०७८/०७९ को अन्त्यसम्ममा आयोगद्वारा प्रथम चरण (Roll Out Phase)मा रहेर आफ्नो उत्तरदायित्व बहन गरिएको थियो । प्रथम चरणको अवधि आयोगका अध्यक्ष, सदस्य तथा सम्पूर्ण पदाधिकारी नियुक्त भएपछिको पहिलो ३६ महिना रहेको थियो । उक्त चरणमा आयोगद्वारा प्रारम्भिक क्रियाकलापको तर्जुमा, साङ्गठनिक संरचनाको स्वीकृति, कर्मचारी प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, आर्थिक प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, व्यावसायिक योजना, नियमन ढाँचा (Regulatory Framework) तर्जुमा गर्ने उद्देश्य राखिएकोमा सोही अनुसार आवश्यक व्यावसायिक योजना, विनियमावली तथा निर्देशिकाहरू तर्जुमा गर्ने कार्य अघि बढाइएको थियो ।

१.१.२. दोस्रो चरण (Stand-Up Phase) - *(३७ औं महिनादेखि ६०औं महिनासम्मको अवधि)*

आयोगका प्रथम पदाधिकारीहरू नियुक्त भएको ३७ औं महिनादेखि ६०औं महिनासम्म रहने दोस्रो चरण(Stand-Up Phase) मा आयोगद्वारा आवश्यक प्रमुख नियामकीय उपकरण तर्जुमा गर्नुका साथै आवश्यक कर्मचारीहरूको नियुक्ति गरिने छ। साथै, पूर्णरूपमा नियमनसम्बन्धी कार्यहरू (Regulatory Roles) बहन गरिने छन्। त्यसका लागि आयोगद्वारा कार्यालय सञ्चालन गर्न केही आवश्यक पूर्वाधारसमेत तयार हुनेछन् ।

१.१.३. तेस्रो चरण (Stabilization Phase) - *(६०औं महिना पश्चात्को अवधि)*

आयोगका प्रथम पदाधिकारीहरू नियुक्त भएको ६०औं महिना पश्चातको अवधि अर्थात तेस्रो चरण (Stabilization Phase) मा आयोगद्वारा विद्युत बजार सुधार तथा प्रतिस्पर्धा लागु गराउन आवश्यक सम्पूर्ण नियामकीय उपकरणहरू तर्जुमा गरिनेछ । साथै, यस चरणमा आयोगद्वारा आन्तरिक क्षमता विकास गर्दै सरकारलाई विद्युतको उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापारसम्बन्धी व्यवस्थालाई भरपर्दो र प्रभावकारी बनाउन गर्नुपर्ने नीतिगत सुधारका सम्बन्धमा आवश्यक सल्लाह र सुझाव दिन सक्ने गरी परिपक्वता हासिल गर्नेछ ।

१.२ आयोगको कार्यक्षेत्र

विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ ले निर्दिष्ट गरे अनुसार यस आयोगको देहायबमोजिमका काम, कर्तव्य तथा अधिकार रहेका छन् :

१.२.१ प्रतिस्पर्धा कायम गर्ने तथा उपभोक्ताको हित संरक्षण गर्ने

आयोगले विद्युत बजारमा प्रतिस्पर्धा कायम गर्न तथा उपभोक्ताको हित संरक्षण गर्न देहायका कार्यहरू गर्नेछ :

(क) प्रसारण लाइनमा रहेको विद्युतको गुणस्तर कायम गराउन समय समयमा जाँच परीक्षण गर्ने वा गराउने ।

(ख) विद्युतीय प्रणालीमा खुल्ला पहुँचको व्यवस्था गर्ने ।

(ग) विद्युत खरिद बिक्रीको दरमा प्रतिस्पर्धाको वातावरण कायम गराउने ।

(घ) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिहरूबीच विद्युत महसुल दरमा प्रतिस्पर्धा गराउन आवश्यक उपायको पहिचान गरी लागु गराउने ।

(ङ) विद्युत महसुल दरमा एकाधिकार (सिन्डिकेट) हुन नपाउने व्यवस्था गर्ने ।

(च) विद्युतको थोक बजार स्थापना, सञ्चालन तथा खरिद बिक्री प्रक्रिया निर्धारण गर्ने ।

(छ) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिहरू आपसमा गाभिन (मर्जर), आपसमा मिल्न, एक्लै वा आफ्नो सहायक कम्पनीसँग मिली त्यस्तो व्यक्ति रहेको कम्पनीको पचास प्रतिशत वा त्यसभन्दा बढी शेयर खरिद गर्न, संरचनाको खरिद बिक्री (सेल अफ प्लान्ट), प्राप्ति (एक्विजिसन) वा ग्रहण (टेक ओभर) गर्नको लागि आवश्यक मापदण्ड बनाई कार्यान्वयन गर्ने वा गराउने ।

(ज) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिहरू आपसमा गाभिन, संरचनाको खरिद बिक्री (सेल अफ प्लान्ट) तथा प्राप्ति (एक्विजिसन) वा ग्रहण (टेक ओभर) गर्न सहमति दिने ।

(झ) विद्युतको व्यापार गर्दा पालना गर्नुपर्ने सर्तहरू तोक्ने तथा त्यसको नियमितरूपमा अनुगमन गर्ने ।

(ञ) उपभोक्ताको हित संरक्षणको लागि आवश्यक उपाय पहिचान गरी कार्यान्वयन गर्ने वा गराउने ।

१.२.२ सङ्गठनात्मक क्षमता अभिवृद्धि गर्ने

आयोगले अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको सङ्गठनात्मक क्षमता अभिवृद्धि गरी संस्थागत सुशासन कायम गराउन देहायबमोजिमको कार्य गर्नेछ :

(क) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको कामकारबाहीमा सुशासन कायम गराउन आवश्यक निर्देशन दिने तथा मापदण्ड जारी गर्ने।

(ख) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको काम कारबाहीलाई मर्यादित बनाउन आचारसंहिता तयार गरी लागु गर्ने ।

(ग) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको आन्तरिक नियन्त्रण, लेखा प्रणाली, लेखापरीक्षण विधिमा एकरूपता कायम गर्न मापदण्ड बनाई लागु गर्ने।

(घ) अनुमतिपत्र प्राप्त सङ्गठित संस्थाको सञ्चालक समितिका पदाधिकारी तथा अन्य पदाधिकारीले त्यस्तो संस्थालाई जानकारी गराउनुपर्ने विषय निर्धारण गरी त्यसलाई पालना गर्न लगाउने।

(ङ) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिलाई विद्युतको बजार प्रवर्द्धन, विस्तार तथा विविधीकरण गर्न उत्प्रेरित गर्ने ।

(च) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको लेखा प्रणालीको आवश्यकता अनुसार आकस्मिक जाँच गर्ने।

(छ) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको कार्यक्षमता मूल्याङ्कनको स्तर तथा आधार निर्धारण गर्ने।

१.२.३ महसुल निर्धारण गर्ने तथा विद्युत खरिद बिक्रीको नियमन गर्ने

आयोगले महसुल निर्धारण गर्ने तथा विद्युत खरिद बिक्रीको नियमन गर्ने सम्बन्धमा देहायबमोजिमका कार्यहरू गर्नेछ :

(क) प्रसारण तथा वितरण दस्तुर (व्हिलिङ चार्ज) निर्धारण गर्ने ।

(ख) उत्पादित विद्युत खरिद बिक्री गर्न अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिहरूबीच विद्युत खरिद सम्झौता गर्न सहमति दिने ।

(ग) सञ्चालन खर्च, ह्रासकट्टी दर, साँवाब्याजको भुक्तानी, मर्मतसम्भार खर्च, विद्युत संरचनाको निर्माण, पुनर्निर्माण, पुनर्स्थापना तथा शेयर लगानी बापत वार्षिकरूपमा प्राप्त हुने प्रतिफल लगायत विद्युत खरिद सम्झौता समेतलाई विचार गरी विद्युत महसुल दर निर्धारणका शर्त तथा आधार निर्धारण गरी त्यसको आधारमा उपभोक्ताले बुझाउनुपर्ने महसुल निर्धारण गर्ने ।

(घ) विद्युत खरिद बिक्रीको थोक बजार स्थापना नभएसम्म वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति र उत्पादन अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा प्रचलित कानून बमोजिम नेपाल सरकारले स्थापना गरेको सङ्गठित संस्थाबीच हुने विद्युत खरिद बिक्री दर र प्रक्रिया निर्धारण गर्ने ।

(ङ) विद्युत मूल्यको लागत न्यूनतम बनाउन आवश्यक उपायको पहिचान गरी लागु गराउने ।

(च) विशेष परिस्थितिमा विद्युत सेवासँग सम्बन्धित विषयमा निश्चित समयको लागि विद्युत महसुलमा अतिरिक्त महसुल (सरचार्ज) निर्धारण गर्ने ।

१.२.४ प्राविधिक व्यवस्थापन गर्ने

विद्युतको उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार सम्बन्धमा नियमन गर्ने आयोगले प्राविधिक व्यवस्थापनको लागि देहायका कार्यहरू गर्नेछ :

(क) विद्युत सेवाको आन्तरिक माग तथा आपूर्तिको लागि न्यूनतम लागत विस्तार कार्य योजना बनाई कार्यान्वयन गर्ने वा गर्न लगाउने ।

(ख) विद्युत प्रणाली सञ्चालकको दायित्व निर्धारण गरी कार्यान्वयनको अनुगमन गर्ने ।

(ग) राष्ट्रिय विद्युत प्रणालीको गुणस्तर तथा सुरक्षास्तर कायम राख्न आवश्यक मापदण्ड बनाई लागू गर्ने ।

(घ) विद्युत सेवा सम्बन्धी ग्रिड संहिता र वितरण संहिता बनाई कार्यान्वयन तथा त्यसको अनुगमन गर्ने ।

(ङ) विद्युत सेवाको सञ्चालन तथा मर्मत सम्भारको स्तर तथा कार्यविधि निर्धारण गरी कार्यान्वयन गर्ने ।

(च) विद्युत सेवा बन्द गर्न सक्ने अवस्था, त्यसको आधार र प्राथमिकता निर्धारण गर्ने ।

१.२.५ विवाद समाधान गर्ने

देहायको विषयमा उत्पन्न विवाद समाधान गर्ने अधिकार आयोगलाई रहेको छ :

(क) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिहरूबीच उत्पन्न विद्युत सम्बन्धी विवाद,

(ख) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले गरेको कुनै निर्णयमा चित्त नबुझेको वा निजले गरेको कार्यबाट आफूलाई मर्का परेको कुरा उल्लेख गरी त्यस बापतको क्षतिपूर्तिको दाबी गरेको विषय ।

१.२.६ जाँचबुझ तथा निरीक्षण गर्ने

(१) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले यो ऐन, यस ऐन अन्तर्गत बनेको नियम, विनियम, निर्देशिका वा मापदण्ड तथा प्रचलित अन्य कानून वा अनुमतिपत्र प्रदान गर्दा निर्धारण गरिएका सर्त बमोजिम कार्य गरे नगरेको सम्बन्धमा आयोगले आवश्यक जाँचबुझ तथा निरीक्षण गर्न वा गराउन सक्नेछ ।

(२) जाँचबुझ तथा निरीक्षण गर्दा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिसँग लेखा, अभिलेख, विवरण आदि माग गर्न वा स्थलगत रूपमा जाँचबुझ तथा निरीक्षण गर्न सकिनेछ ।

(३) जाँचबुझ तथा निरीक्षण गर्ने पदाधिकारी वा कर्मचारीले त्यसको प्रतिवेदन तयार गरी आयोग समक्ष पेस गर्नुपर्ने छ र त्यस्तो प्रतिवेदनको आधारमा आयोगले सम्बन्धित अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिलाई आवश्यक आदेश तथा निर्देशन दिन सक्नेछ ।

(४) आदेश तथा निर्देशन अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले पालना नगरेमा आयोगले त्यस्तो अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिलाई ऐनको दफा १९ को उपदफा (१) बमोजिम जरिवाना गर्न सक्नेछ ।

१.२.७ नीतिगत सुझाव दिने तथा सिफारिस गर्ने

आयोगले विद्युतको उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार सम्बन्धी व्यवस्थालाई भरपर्दो र प्रभावकारी बनाउन गर्नुपर्ने नीतिगत सुधारका सम्बन्धमा आयोगले नेपाल सरकारलाई आवश्यक सल्लाह र सुझाव दिनेछ ।

१.३ आयोगको सङ्गठनात्मक संरचना

आयोगद्वारा अनुसूची-१.१ मा उल्लेख गरिए बमोजिम सङ्गठनात्मक संरचना तयार गरी मन्त्रालय समक्ष प्रस्ताव गरिएको थियो । सो उपर नेपाल सरकार, संघीय मामिला तथा सामान्य प्रशासन मन्त्रालय तथा अर्थ मन्त्रालयसँग गरिएको छलफलमा हाललाई कमै संख्यामा दरबन्दी राख्ने र कार्यबोझ बढ्नासाथ हाल प्रस्ताव गरिएको संख्यामा दरबन्दी थप्ने निर्णय भएको थियो । त्यसैले हाललाई अनुसूची-१.२ मा उल्लेख गरिएको बमोजिम परिमार्जित सङ्गठनात्मक संरचना स्वीकृत भएको छ ।

आयोगमा हाल दुई सदस्य पद रिक्त भई देहायबमोजिमका पदाधिकारी रहेका छन् :

क.सं.	नाम	पद	नियुक्ती भएको मिति
१.	श्री दिल्ली बहादुर सिंह	अध्यक्ष	२०७६ बैशाख २४
२.	श्री भागीरथी भट्टराई (ज्ञवाली)	सदस्य	२०७६ बैशाख २४
३.	श्री गौतम डंगोल	सदस्य	२०७८ चैत्र २३
४.	श्री गोकर्ण राज पन्थ	सचिव	-

ऐनले दफा ५ *आयोगको गठन* बमोजिम एक अध्यक्षका अतिरिक्त चार सदस्य निर्दिष्ट गरेको छ । त्यसै अनुरूप आयोगको स्थापना पश्चात नेपाल सरकारद्वारा २०७६ बैशाख २४ गते अध्यक्ष र साथै चार (४) सदस्य नियुक्त गरिएको थियो । तर एक सदस्यले आ.व. २०७७/७८ मा आफ्नो पदबाट राजिनामा दिएपश्चात रिक्त रहेको सदस्य पदमा २०७८ चैत्र २३ गते श्री गौतम डंगोल सदस्य पदमा नियुक्त हुनुभएको छ । त्यसैगरी अरु दुई सदस्यहरूले आ.व. २०७८/७९ र आ.व. २०७९/८० मा आ-आफ्नो पदबाट राजिनामा दिएको हुनाले हाल दुई सदस्यको पद रिक्त रहेको अवस्था छ ।

आयोगले तत्कालको लागि प्रस्ताव गरेको अध्ययन प्रतिवेदनअनुसार आयोगको देहाय बमोजिमको सङ्गठनात्मक संरचना रहनेछ :

(क) अध्यक्ष
(ख) सदस्य
(ग) सचिव
(घ) लेखा समिति
(ङ) प्राविधिक तथा इन्जिनियरिङ विभाग
(च) महसुल दर तथा आर्थिक विश्लेषण विभाग
(छ) नियमन तथा सुपरिवेक्षण विभाग
(ज) अन्य शाखाहरू

आयोगको सङ्गठनात्मक संरचनाको दरबन्दी तेरिज अनुसूची- १.३ बमोजिम रहने छ ।

१.३.१ आयोगको लेखा समिति

लेखा प्रणालीलाई नियमित र व्यवस्थित गर्ने भूमिका निर्वाह गर्न हेतु आयोगको अनुपालकको रूपमा एक लेखा समिति रहने छ । साथै उक्त समितिले आम्दानी र खर्च आयोगको नीति, नियम, उद्देश्य तथा कार्ययोजना अनुरूप स्वीकृत बजेटको परिधिभित्र राख्न अनुपालकको भूमिका निर्वाह गर्नेछ ।

१.३.२ प्राविधिक तथा इन्जिनियरिङ विभाग

प्राविधिक तथा इन्जिनियरिङ विषयमा आयोगलाई सहयोग गर्न हेतु यस विभाग अन्तर्गत प्राविधिक तथा इन्जिनियरिङ शाखा रहने छ ।

१.३.३ महसुल दर तथा आर्थिक विश्लेषण विभाग

महसुल निर्धारणको सन्दर्भमा आयोगलाई सहयोग गर्न हेतु यस विभाग अन्तर्गत महसुल दर निर्धारण तथा वित्त विश्लेषण शाखा रहने छ । यस विभागको मुख्य काम महसुल निर्धारणको सन्दर्भमा आयोगलाई सहयोग गर्ने तथा आयोगको खर्च, आय, व्यय आदिको आर्थिक विश्लेषण गर्ने हुनेछ ।

१.३.४ नियमन तथा सुपरिवेक्षण विभाग

यस विभागको मुख्य काम तथा कर्तव्य नियमन, सुपरिवेक्षण, योजना, अनुगमन, संस्थागत विकास, सुशासन, विवाद समाधान तथा बाह्य मामिलासम्बन्धी कार्यमा सघाउ पुऱ्याउनेछ । यस विभागमा नियमन तथा सुपरिवेक्षण र बाह्य सम्बन्ध शाखा रहने छ ।

१.३.५ अन्य शाखाहरू

उपरोक्त विभागहरूका साथै आयोगमा निम्न शाखाहरू समेत रहने छन् :

- उपभोक्ता हित संरक्षण शाखा
- प्रशासन शाखा
- आर्थिक प्रशासन शाखा

यी शाखाहरूले उपभोक्ताको हक हितसँग सम्बन्धित विषयमा तथा आयोगको आन्तरिक एवं आर्थिक प्रशासनको विषयमा आयोगलाई सहयोग गर्नेछन् । आयोगको मातहतमा रहने उपरोक्त विभाग तथा शाखाहरू आयोगको कार्यसम्पादनको लागि अत्यन्त आवश्यक रहनेछन् ।

नेपाल सरकारबाट आयोगको सङ्गठनात्मक संरचनाको स्वीकृति पश्चात आयोगलाई नवीन ऊर्जाका साथ आफ्नो कार्य अघि बढाउन यस संरचनाले केही हदसम्म मद्दत पुऱ्याउने छ ।

१.४ आयोगमा कार्यरत कर्मचारीहरूको विवरण

स्थापना पश्चातदेखि नै सीमित जनशक्तिका साथ आफ्नो कार्य सञ्चालन गर्दै आएको आयोगले कार्य सञ्चालनको चार वर्ष पूरा गरिसकेको छ । एक जना सदस्यले २०७८ साल र त्यसैगरी अर्का एक जना सदस्यले २०७९ सालमा राजिनामा दिएर जानु भएकाले दुई वटा सदस्य पद भने रिक्त नै रहेको अवस्थामा हाल आयोगमा अध्यक्ष र दुई सदस्य गरी जम्मा तीन पदाधिकारी र एक जना सचिव रहेका छन् ।

आयोगलाई आफ्नो अन्तरिक क्षमता विकास गर्न कर्मचारी तथा जनशक्तिको खाँचो रहेको अवस्थामा कर्मचारीको नियुक्ति, काम, कर्तव्य, अधिकार, योग्यता, पारिश्रमिक, सुविधा तथा सेवाको शर्तसहितको कर्मचारी सम्बन्धी विनियमावलीको मस्यौदा आयोगको बैठकबाट स्वीकृत भई मन्त्रालय पठाइएको छ । उक्त विनियमावलीका केही विषयमा पुनरावलोकन गर्नुपर्ने सुझाव लोक सेवा आयोगबाट आएकाले मन्त्रालयसँग समन्वय गरी पुनरावलोकन एवं पुनर्विचार गरी पुनः मन्त्रिपरिषद्मा पेश गर्नु पर्नेछ । यद्यपि, ऐनको दफा ३१ को उपदफा (४) मा आयोगमा कर्मचारी नियुक्ति भई पदपूर्ति नभएसम्मका लागि मन्त्रालयले नेपाल सरकारका कुनै कर्मचारीलाई आयोगमा काम गर्नका लागि निश्चित अवधि तोकी काजमा खटाउन सक्ने व्यवस्था भए बमोजिम हाल मन्त्रालय अन्तर्गतका निकायबाट पाँच (५) जना राजपत्राङ्कित कर्मचारी तथा पाँच (५) जना राजपत्र अनङ्कित गरी जम्मा दश (१०) जना कर्मचारीहरू काजका रूपमा आयोगमा कार्यारत रहेको अवस्था छ भने करार सेवामा कम्प्युटर

अपरेटर, हलुका सवारी चालक तथा कार्यालय सहयोगीहरू गरी जम्मा १८ (अठार) जना कर्मचारीहरू कार्यरत रहेका छन् । ऐन एवं नियमावलीले आयोगलाई निकै महत्वपूर्ण जिम्मेवारीहरू तोकेको भएता पनि जनशक्तिको अभावका कारण आयोगले द्रुत गतिले कार्य सञ्चालन गर्न सकेको छैन । स्थायी दरबन्दी अनुसारका सम्पूर्ण रिक्त पदपूर्ति गर्ने आयोगको योजना रहेको छ । आयोगलाई आवश्यक रहेका कर्मचारी नियुक्त भएर सम्पूर्ण पदपूर्ति पश्चात् मात्र आयोग सम्पूर्ण सरोकारवालाहरूको अपेक्षा अनुरूप पूर्ण क्षमतामा सञ्चालन हुन सक्नेछ ।

आयोगमा हाल काजमा तथा करार सेवामा कार्यरत रहेका कर्मचारीको विवरण निम्नानुसार रहेको छ :

<u>काजमा कार्यरत कर्मचारीहरूः</u>

(क)	आयोगको सचिवको जिम्मेवारीमा कार्यरत सहसचिव	- १ जना
(ख)	सि.डि.ई	- १ जना
(ग)	इञ्जिनियर	- १ जना
(घ)	शाखा अधिकृत	- १ जना
(ङ)	लेखा अधिकृत	- १ जना
(च)	नायब सुब्बा	- ३ जना
(छ)	खरिदार	- १ जना
(ज)	लेखापाल	- १ जना

<u>करारमा कार्यरत कर्मचारीहरूः</u>

(क) कम्प्युटर अपरेटर	- ६ जना
(ख) हलुका सवारी चालक (ह.स.चा.)	- ६ जना
(ग) कार्यालय सहयोगी	- ६ जना

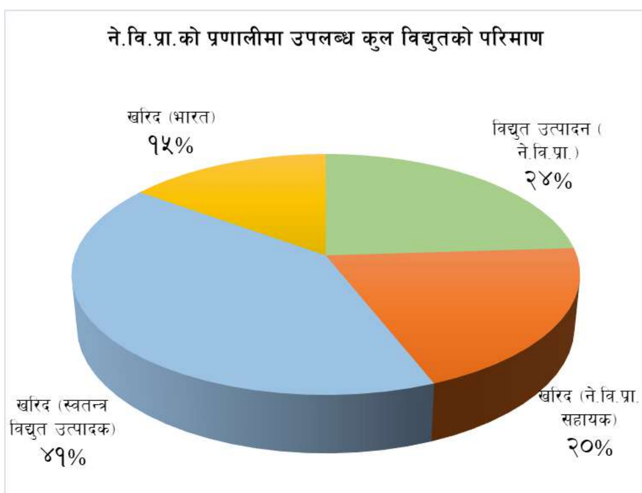
२. नेपालको विद्युत क्षेत्र

२.१. उत्पादन

नेपाल विद्युतीय ऊर्जा उत्पादनको सन्दर्भमा आत्मनिर्भरतातर्फ उन्मुख हुँदै आएको छ । आ.व. २०७९/०८० को मसान्त आइपुग्दा कुल २,६८४.६२३ मे.वा. बिजुली उत्पादन भएको छ ।[1]

विद्युत उत्पादन (आ.व. २०७९/८० आषाढ मसान्तसम्म)	किलोवाट
कुल मुख्य ज.वि.आ. (ने.वि.प्रा.) – ग्रिड जडित	**५७८,८६४**
कुल साना ज.वि.आ. (ने.वि.प्रा.) - आइसोलेटेड	**४,५३६**
कुल ज.वि.आ. (ने.वि.प्रा.)	५८३,१६०
कुल ज.वि.आ. (ने.वि.प्रा. सहायक)	४७८,१००
कुल ज.वि.आ. (स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरू)	१,४७७,०१३
कुल ज.वि.आ. (नेपाल)	**२,५३८,२७३**
कुल थर्मल (ने.वि.प्रा.)	**५३,४१०**
कुल सोलार (न.वि.प्रा)	**२५,०००**
कुल सोलार (स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरू)	**६१,९४०**
कुल बगास (Bagasse) (स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरू)	**६,०००**
कुल जडित क्षमता - ग्रिड जडित	**२,६८०,०८७**
कुल जडित क्षमता	**२,६८४,६२३**

आ.व. २०७९/०८० मा ने.वि.प्रा.को प्रणालीमा कुल १२,३६९GWh विद्युतको परिमाण उपलब्ध रहेको थियो । उक्त परिमाणमध्ये ने.वि.प्रा.का आफ्ना आयोजनाहरूबाट उत्पादित विद्युतको परिमाण २४%, ने.वि.प्रा.का सहायक कम्पनीहरूका आयोजनाबाट उत्पादित विद्युतको परिमाण २०%, स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूबाट खरिद गरिएको विद्युतको परिमाण ४१% तथा भारतबाट आयातित विद्युतको परिमाण १५% रहेको थियो ।[2]



१ ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७९/८० को वार्षिक प्रतिवेदनअनुसार

२ ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७९/८० को वार्षिक प्रतिवेदनअनुसार

उपलब्ध विद्युतको स्रोत

क्र.सं.	विद्युतको स्रोत	परिमाण (आ.व. २०७८/७९)[३]	परिमाण (आ.व. २०७९/८०)
१.	ने.वि.प्रा.का आफ्ना आयोजनाहरू	२९.४६%	२४%
२.	ने.वि.प्रा.का सहायक कम्पनीहरूका आयोजनाहरू	१७.८६%	२०%
३.	स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूबाट खरिद	३८.७४%	४१%
४.	भारतबाट आयात	१३.९५%	१५%

नेपालमा आ.व. २०७९/०८० आषाढ मसान्तसम्म कुल जडित क्षमता २,६८०.७८५ मे.वा. रहेको छ भने कुल १७२ वटा विद्युत उत्पादन केन्द्रहरू सञ्चालनमा रहेका छन् ।[४] त्यसमध्ये ६२४.४८४ मे.वा. बराबर कुल क्षमताका २१ वटा विद्युत उत्पादन केन्द्रहरू ने.वि.प्रा.को मातहतमा सञ्चालनमा रहेका छन् भने बाँकी ने.वि.प्रा.का सहायक कम्पनीहरू अथवा निजी क्षेत्रद्वारा विकसित भएका छन् ।[५] कुल विद्युत उत्पादन क्षमतामध्ये २,५६५.९९५ मे.वा. जलविद्युतबाट, ५३.४१ मे.वा. डिजेल तथा बहु-इन्धन (मल्टि-फ्युल) बाट तथा ५८.३८ मे.वा. सौर्य ऊर्जा मार्फत उत्पादन भएको छ। त्यसैगरी सह-उत्पादन (Co-generation) बाट ३ मे.वा. उत्पादन भएको छ ।[६]

२०८० साल आषाढ मसान्तभित्र सञ्चालनमा आएका विद्युत उत्पादन केन्द्रहरूको संख्या तथा क्षमता

क्र.सं.	स्रोत	आयोजनाको संख्या	क्षमता (मे.वा.)
१.	१ मे.वा. भन्दा ठूला जलविद्युत आयोजना (जलाशययुक्त, अर्ध-जलाशययुक्त र नदीको बहावमा आधारित)	१४०	२,५५२.७६३
२.	१ मे.वा. सम्मका जलविद्युत आयोजना	१७	१३.२३२
३.	सौर्य ऊर्जा आयोजना	१२	५८.३८
४.	थर्मल आयोजना	२	५३.४१
५.	वायु, जैविक पिण्ड (Biomass), कोजेनेरेसन आयोजना	१	३.००
	जम्मा	**१७२**	**२,६८०.७८५**

स्रोत: विद्युत विकास विभागको वेबसाइट (२०८० आषाढ मसान्तसम्मको)

सञ्चालनमा रहेका आयोजनाहरूबाहेक कुल ८,८७७.२११ मेगावाट क्षमताका २७३ आयोजनाहरूले हालसम्म विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्र प्राप्त गरेका छन्, जसको विवरण निम्न बमोजिम रहेको छ :

३ ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७८/७९ को वार्षिक प्रतिवेदनअनुसार

४ विद्युत विकास विभागको वेबसाइटबाट साभार गरिएको (२०८० आषाढ मसान्त सम्मको)

५ विद्युत विकास विभागको वेबसाइटबाट साभार गरिएको (२०८० आषाढ मसान्त सम्मको)

६ विद्युत विकास विभागको वेबसाइटबाट साभार गरिएको (२०८० आषाढ मसान्त सम्मको)

२०८० साल आषाढ मसान्तभित्र विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्र प्राप्त गरेका आयोजनाको संख्या तथा क्षमता

क्र.सं.	स्रोत	आयोजनाको संख्या	क्षमता (मे.वा.)
१	१ मे.वा. सम्मका जलविद्युत आयोजना	२३	१७.६३८
२	१ मे.वा. भन्दा ठूला जलविद्युत आयोजना	२३४	८,७५४.२१३
३	सौर्य ऊर्जा	१४	९९.३६
४	वायु, जैविक पिण्ड (Biomass), डिजेल	-	-
५	कोजेनेरेसन	२	६.००
	जम्मा	**२७३**	**८,८७७.२११**

स्रोत: विद्युत विकास विभागको वेबसाइट (२०८० आषाढ मसान्तसम्मको)

सञ्चालनमा रहेका, उत्पादन (निर्माण) अनुमतिपत्र प्राप्त गरेका तथा आयोजनाको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र प्राप्त गरेका आयोजनाहरूको संक्षिप्त विवरण देहाय बमोजिम रहेको छ :

२०८० साल आषाढ मसान्तभित्र सञ्चालनमा रहेका तथा उत्पादन एवं सर्वेक्षण अनुमतिपत्र प्राप्त आयोजनाको विवरण

अवस्था	कुल जडित क्षमता (मेगावाट)	कुल संख्या
सञ्चालनमा रहेका	२,६८०.७८५	१७२
उत्पादन/निर्माण अनुमतिपत्र प्राप्त गरेका	८,८७७.२११	२७३
सर्वेक्षण अनुमतिपत्र प्राप्त गरेका	९,३४९.४८६	१६८

स्रोत: विद्युत विकास विभागको वेबसाइट (२०८० आषाढ मसान्तसम्मको)

विद्युत उत्पादनको सन्दर्भमा जलविद्युतमा आधारित ऊर्जा क्षेत्र भएका राष्ट्रहरूले पूर्णरूपमा आत्मनिर्भर हुन जलाशययुक्त जलविद्युत आयोजनाहरूलाई प्राथमिकता दिनुपर्ने देखिएको भए तापनि हाल नेपालमा निर्माण भइरहेका जलविद्युत आयोजनाहरूमध्ये अर्धजलाशययुक्त र जलाशययुक्त जलविद्युत आयोजनाहरूको हिस्सा भने कम रहेको छ। वर्तमान अवस्थामा नेपालमा सञ्चालन र निर्माणका क्रममा रहेका जलविद्युत आयोजनाहरूमध्ये नदीको बहावमा आधारित (Run–of–River) प्रकृतिका जलविद्युत आयोजनाहरूको बाहुल्यता रहेको छ भने यस प्रकृतिका थुप्रै आयोजनाहरू अध्ययनको क्रममा पनि रहेका छन्। नदीको बहावमा आधारित आयोजनाहरूको पूँजीगत आवश्यकता कम हुने र निर्माण तथा व्यवस्थापन पनि जलाशययुक्त (Storage) र अर्धजलाशययुक्त (Peaking Run-of-River) आयोजनाहरूको भन्दा सरल हुने भएकाले यस किसिमका आयोजनाहरूलाई प्रवर्द्धकहरूले प्राथमिकता दिएका छन् । यद्यपि, नेपालको ऊर्जा क्षेत्रमा जलविद्युत आयोजनाहरूको ठूलो योगदान रहिआएको छ र भावी ऊर्जा क्षेत्रको विस्तार तथा विकासमा पनि जलविद्युत आयोजनाहरूको नै ठूलो भूमिका रहनेमा कुनै शङ्का छैन ।

२.२. प्रसारण

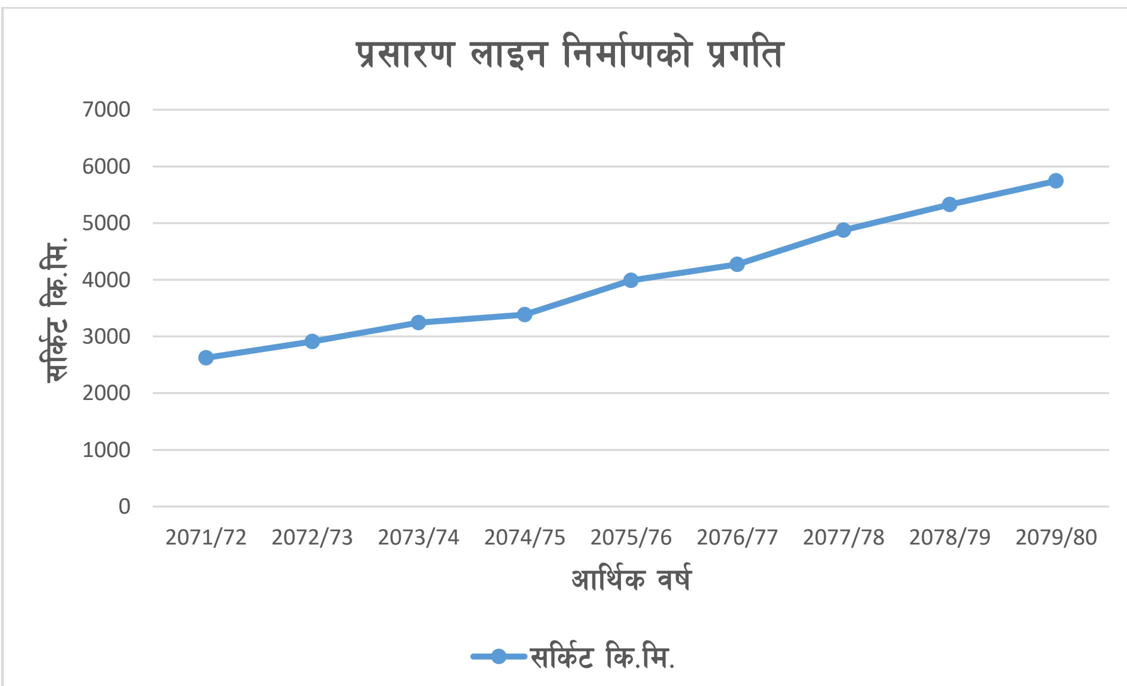
गत वर्षको तुलनामा ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७९/०८० को वार्षिक प्रतिवेदन अनुसार आ.व. २०७९/८० मा ४१३ सर्किट कि.मि. प्रसारण लाइन विस्तार भएको छ। यो सँगै नेपालमा कुल ५,७४२ सर्किट कि.मि. प्रसारण लाइन निर्माण भएको छ। वर्तमान अवस्थामा नेपालको प्रसारण लाइनको अवस्था देहाय बमोजिम रहेको छ :

नेपालमा प्रसारण लाइनको वर्तमान अवस्था

प्रसारण लाइन	विद्यमान	निर्माणाधीन
४०० के.भी.	१४८ सर्किट कि.मि.	५७६.०० सर्किट कि.मि.
२२० के.भी.	१,१०१ सर्किट कि.मि.	४९६.०० सर्किट कि.मि.
१३२ के.भी.	३,९७९. सर्किट कि.मि.	८०९.६० सर्किट कि.मि.
६६ के.भी.	५१४.४६ सर्किट कि.मि.	-

स्रोत: ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७९/०८० को वार्षिक प्रतिवेदन

यो सँगै प्रसारण लाइन निर्माण प्रगतिउन्मुख रहेको देखिएको छ। वर्तमानमा विद्युतको प्रसारणसम्बन्धी संरचनाको योजना, निर्माण तथा सञ्चालनको जिम्मेवारी ने.वि.प्रा.ले बहन गर्दै आएको छ। आ.व. २०७९/०८० मा ने.वि.प्रा. अन्तर्गत ४०० के.भी. को प्रसारण लाइन ५७६ सर्किट कि.मी., २२० के.भी. को ४९६ सर्किट कि.मी. र १३२ के.भी. को ८०९.६० सर्किट कि.मी. प्रसारण लाइन निर्माणाधीन अवस्थामा रहेको छ।



यसैगरी, नेपालमा प्रसारण सबस्टेसनको अवस्था निम्नानुसार रहेको छ :

नेपालमा प्रसारण सबस्टेसनको वर्तमान अवस्था

प्रसारण सबस्टेसन	विद्यमान	निर्माणाधीन
४०० के.भी.	९४५.०० एम.भि.ए.	१,४४५.०० एम.भि.ए.
२२० के.भी.	२,३७६.०० एम.भि.ए.	२,७२३.०० एम.भि.ए.

प्रसारण सबस्टेसन	विद्यमान	निर्माणाधीन
१३२ के.भी.	४,१५१.९० एम.भि.ए.	१,१६२.५० एम.भि.ए.
६६ के.भी.	७१३.५० एम.भि.ए.	-
३३ के.भी.	६८०.६० एम.भि.ए.	१६.०० एम.भि.ए

स्रोत: ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७९/०८० को वार्षिक प्रतिवेदन

उल्लेख गरिएनुसार ने.वि.प्रा.ले ४०० के.भी., २२० के.भी., १३२ के.भी. र ३३ के.भी.को प्रसारण सबस्टेसनहरूको निर्माण पनि गरिरहेको छ ।

प्रसारण लाइनको सञ्जाल प्रगतिन्मुख देखिए तापनि सन्तोषजनकरूपमा विस्तार हुन नसक्दा कतिपय जलविद्युत आयोजनाहरूले आफ्नो विद्युत प्रसारण गर्न नपाएको अवस्था पनि रहेको छ । विगतको तुलनामा प्रसारण लाइनसम्बन्धी संरचनाहरू क्रमिक रूपमा सुदृढ हुँदै गएको भए तापनि, प्रसारण लाइनको विस्तार तथा सबस्टेसनको निर्माणको हकमा तत्काल समाधान गरिनुपर्ने मुद्दाहरू यथावतै रहेका छन् । जलविद्युत उत्पादनको व्यापक सम्भावना भएता पनि आवश्यक प्रसारण लाइन तथा सब-स्टेसनको निर्माणमा ढिलाई र सीमित क्षमताका कारणले गर्दा नेपालको जलविद्युत क्षेत्रमा धेरै नकरात्मक प्रभाव पारेको छ। आवश्यक गतिमा प्रसारण लाइन तथा सबस्टेसन निर्माण गर्न उचित विस्तार योजनाको विकास गरिएमा विद्युत उत्पादन तथा प्रसारणमा अड्चन (Bottleneck) को स्थिति सृजना हुने जोखिमलाई न्यूनीकरण गर्न सकिन्छ ।

२.३. वितरण तथा खपत

गत वर्षको तुलनामा आ.व. २०७९/८० मा ४१३ सर्किट कि.मि. प्रसारण लाइन विस्तार भएसँगै नेपालमा कुल ५,७४२ सर्किट कि.मि. प्रसारण लाइन निर्माण भएको छ । अन्तर्देशीय प्रसारण लाइन निर्माणका साथै विद्युत उत्पादनमा उल्लेख्य प्रगति गरेसँगै विगतमा देखिएका विद्युत आपुर्तिसँग सम्बन्धित समस्याहरू धेरै हदसम्म हल भएर गएका छन् । विद्युतीय आपुर्तिको विश्वसनीयता, प्रणालीमा हुने प्रसारण तथा वितरण क्षति, आदि लगायतका सुचकाङ्कमा सुधार देखिएको छ भने केन्द्रीय प्रसारण ग्रिडको विद्युतमा नेपालीहरूको पहुँच बढ्दो छ । नेपालको विद्युत वितरण क्रमिक रूपमा सुधारोन्मुख रहेको छ ।

हाल नेपालमा विद्युत वितरण गर्ने अनुमतिपत्र प्राप्त निम्न दुईवटा संस्थाहरू रहेका छन् :

- नेपाल विद्युत प्राधिकरण (ने.वि.प्रा.)
- बुटवल पावर कम्पनी लिमिटेड (बि.पि.सी.)

देशव्यापीरूपमा विद्युत वितरण गर्ने अनुमतिपत्र प्राप्त गरेको ने.वि.प्रा.ले देशव्यापीरूपमा विद्युतको वितरणको जिम्मेवारी बहन गर्दै आएको छ । ने.वि.प्रा. नेपालमा विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरणलाई सक्षम, भरपर्दो र सर्वसुलभ तरिकाले गरी विद्युत आपूर्तिको समुचित व्यवस्था गर्न नेपाल सरकारको पूर्ण स्वामित्वमा स्थापना भएको संस्था हो । विद्युत वितरकको हैसियतले ने.वि.प्रा.का गत आ.व. २०७८/७९ भन्दा ७.७२%ले वृद्धि भई हाल सामुदायिक तथा थोक उपभोक्तासमेत गरी कुल ५१ लाख ३४ हजार अन्ठाउन्न उपभोक्ता रहेका छन् ।[७]

बि.पि.सी.ले स्याङ्जा, पाल्पा, प्युठान र अर्घाखाँची जिल्लाका केही स्थानमा विद्युत वितरणका लागि अनुमतिपत्र प्राप्त गरेको छ र ६१,५५८ ग्राहकहरूलाई आफ्नो वितरण प्रणालीमार्फत विद्युत वितरण गरिरहेको छ ।[८]

---

७ ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७९/८० को वार्षिक प्रतिवेदनअनुसार

८ बुटवल पावर कम्पनी लिमिटेडको आ.व. २०७८/७९ को वार्षिक प्रतिवेदनअनुसार

ने.वि.प्रा. तथा बि.पि.सी.का वार्षिक प्रतिवेदनहरूमा उल्लेख भए अनुसार नेपालको विद्युत वितरण क्षेत्रको परिदृश्य निम्न अनुसारको रहेको छ :

आ.व.	राष्ट्रिय पिक डिमाण्ड (मे.वा.)		उपभोक्ता संख्या		विद्युत विक्रीको परिमाण (गिगावाट-घण्टा)		वितरण तथा प्रसारण क्षति (%)	
	ने.वि.प्रा.	बि.पि.सी.	ने.वि.प्रा.	बि.पि.सी.	ने.वि.प्रा.	बि.पि.सी.	ने.वि.प्रा.	बि.पि.सी.
२०७५/७६	१,४८२	उल्लेख छैन	३९,१०,४३६	५४,०२१	६,३३८	३६.६४	१५.३२	१६.२१
२०७६/७७	१,४०८	उल्लेख छैन	४२,१८,५४२	५८,०९१	६,५२५	३८.८३	१५.२७	१५.६४
२०७७/७८	१,३२०	उल्लेख छैन	४५,२९,२८९	५९,९८८	७,३१३	४२.५३	१७.१८	१६.५९
२०७८/७९	१,५०८	उल्लेख छैन	४७,६६,०२१	६१,५५८	९,३१६	४६.७६	१५.३८	१६.८५
२०७९/८०	१,९८६		५१,३४,०५८		९,३६५		१३.४६	

आगामी २ वर्षमा थप २२ जिल्लाहरूलाई पूर्ण विद्युतीकरण गर्दै समग्र राष्ट्रलाई शत प्रतिशत विद्युतीकरण गर्ने लक्ष्य निर्धारण तथा जिम्मेवारी प्राप्त गरेको संस्था ने.वि.प्रा.ले निकट भविष्यमा दुई प्रमुख चुनौतीहरूलाई सम्बोधन गर्नुपर्ने देखिन्छ। एक, समग्र नेपालभरका बासिन्दाहरूमा विद्युतीय ग्रिड पहुँचमा पुऱ्याउनु र दोस्रो, ने.वि.प्रा.का हाल रहिआएका उपभोक्तालाई आपुर्ति हुने विद्युतलाई सस्तो, गुणस्तरीय, विश्वसनीय एवं सुरक्षित बनाउँदै लैजानु पर्दछ। विद्युतलाई देश विकासको साधन बनाउन नेपालमा उत्पादित विद्युत नेपालमै खपत हुने वातावरण सिर्जना गर्नु आवश्यक हुन्छ। आन्तरिक रूपमा विद्युत खपत गरी देशको उत्पादकत्व बढाउन सके विद्युत बिक्रीबाट भन्दा अधिक फाइदा हुने धेरैको मत रहेको छ। यसका निम्ति देशभर सन्तोषजनक वितरण संरचनाको विकास निर्माण गरी उपभोक्ताहरूलाई इच्छा बमोजिम विद्युत खपत गर्न सहज हुने अवस्थाको सृजना गर्नुपर्ने देखिन्छ।

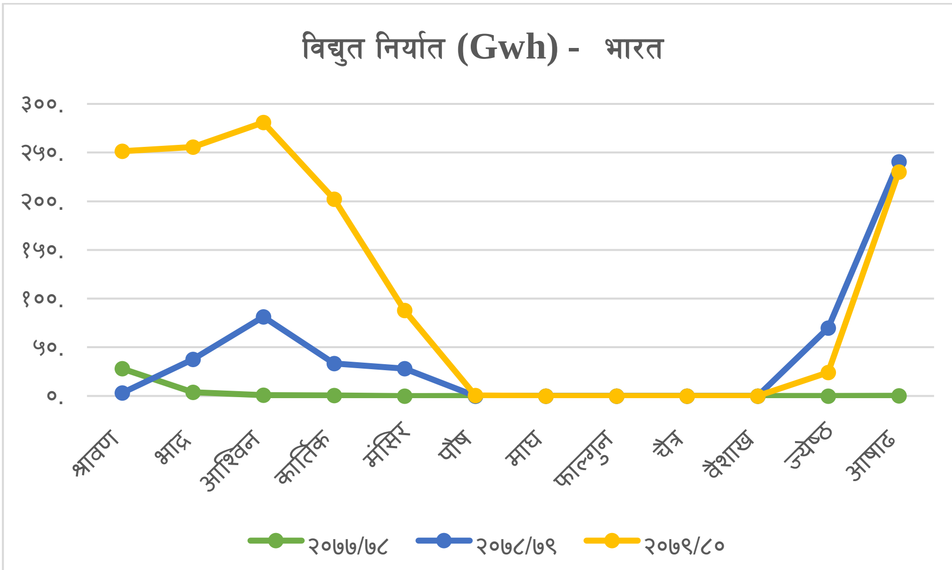
२.४. विद्युत व्यापार तथा निर्यात

विद्युत व्यापार तथा निर्यातको सन्दर्भमा नेपालले आर्थिक वर्ष २०७९/८० मा उल्लेखनीय प्रगति गरेको छ। अन्तर्देशीय विद्युत व्यापारका सम्बन्धमा, ने.वि.प्रा. तथा भारतीय विद्युत व्यापार संस्था एन.भी.भी.एन.का बीच मिति २०८०, ज्येष्ठ ०९ गतेका दिन मध्यकालीन विद्युत खरिद बिक्री सम्झौतामा हस्ताक्षर भएको छ। जस अन्तर्गत, ने.वि.प्रा. मार्फत नेपालमा उत्पादित २०० मे.वा. बराबरको विद्युत भारतको हरियाणा राज्यसम्म निर्यात गर्ने योजना रहेको छ। त्यसैगरी, ने.वि.प्रा. तथा भारतीय विद्युत व्यापार संस्था पी.टी.सी. इन्डिया लिमिटेडबीच मिति २०८०, आषाढ २३ गतेका दिन नेपाल-बिहार अवस्थित १३२ के.भी. प्रसारण लाइनको प्रयोग गरी नेपाल र भारतबीच ३०० मे.वा. बराबरको विद्युत खरिद बिक्री गर्ने सम्झौता भएको छ।

अन्तर्देशीय प्रसारण पूर्वाधार निर्माणका सन्दर्भमा, न्यू बुटवल-गोरखपुर स्थित ४०० के.भी. प्रसारण लाइन हाल कार्यान्वयनको चरणमा प्रवेश गरिसकेको अवस्था छ। हालसम्म, नेपालद्वारा १० वटा जलविद्युत आयोजनाबाट उत्पादित ४५२ मे.वा. बराबरको विद्युत भारतमा बिक्री गर्न भारतीय सरकारमार्फत अनुमति प्राप्त गरिसकेको छ भने थप विद्युत बिक्रीका निमित्त अनुरोध गरिएकोमा उक्त अनुरोध हाल भारत सरकार समक्ष स्वीकृतिको चरणमा रहेको छ। सोही क्रममा, नेपालमार्फत भारतीय प्रसारण लाइन प्रयोग गरी करिब ४० मे.वा. विद्युत बङ्गलादेशलाई बिक्री गर्ने सम्बन्धमा ने.वि.प्रा., एन.भी.भी.एन. र बङ्गलादेश पावर डेभलपमेन्ट बोर्ड (विपिडीबी)

बीच मध्यकालीन त्रिपक्षीय सम्झौता भई हाल हस्ताक्षरको अन्तिम चरणमा रहेको छ । उल्लेखित पक्षहरूबीच सम्झौता सम्पन्न भएमा आउँदो वर्षायामसम्ममा नेपालको विद्युत बङ्गलादेशसम्म पुऱ्याउन सकिने कुरामा सरोकारवालाहरू आशावादी देखिन्छन् ।

ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७९/८० को वार्षिक प्रतिवेदन अनुसार आर्थिक वर्ष २०७७/०७८, २०७८/०७९ र २०७९/०८० मा क्रमशः नेपालले भारतलाई ३३.३१ गिगावाट घण्टा, ४९३.६१ गिगावट घण्टा र १,३३२.९२ गिगावट घण्टा विद्युत निर्यात गरेको थियो ।



[1]

विद्युत निर्यात (Gwh) - भारत													
आ.व.	श्रावण	भाद्र	आश्विन	कार्तिक	मंसिर	पौष	माघ	फाल्गुन	चैत्र	वैशाख	ज्येष्ठ	आषाढ	कुल
२०७७/७८	२७.९८	३.९	०.८१	०.४९	०.०१	०	०	०	०	०	०	०.१	३३.३१
२०७८/७९	३.०२	३७.६७	८१.२३	३३.३८	२८.१८	०	०	०	०	०	६९.६६	२४०.४७	४९३.६१
२०७९/८०	२५१.५६	२५५.६७	२८०.९७	२०२.२५	८७.८	०.३९	०	०	०	०	२४.२	२३०.०७	१३३२.९२

नेपाल सरकार मन्त्रिपरिषदद्वारा देशभित्र तथा सीमापार विद्युत व्यापार गर्ने प्रयोजनको लागि लागि इजाजतपत्र प्रदान गरी सञ्चालनको लागि मार्गप्रशस्त गर्दै २०७३ सालमा नेपाल विद्युत व्यापार कम्पनी लिमिटेड (Nepal Power Trading Company Limited) को स्थापना गरिएको थियो । ने.वि.प्रा.ले नेपाल विद्युत व्यापार कम्पनी लिमिटेड मार्फत् देशभित्र तथा बाहिर विद्युत व्यापार गर्ने योजना राखेको छ ।

[1]ने.वि.प्रा.को वार्षिक प्रतिवेदन २०७९/८०

३. आ.व. २०७९/०८० मा आयोगले गरेका कार्यसम्पादनसम्बन्धी मुख्य उपलब्धिहरू

आर्थिक वर्ष २०७९/८० मा विश्व परिवेशमा भएको आर्थिक मन्दी तथा खलबलिएको विश्व एवं नेपालको अर्थतन्त्रले गर्दा नेपालको विद्युत क्षेत्रमा नकारात्मक असर पर्न गएको थियो । यी प्रभाव एवं जनशक्तिको अभावले कार्यसम्पादनमा पार्दै गरेको असरका बावजुद आफ्नो कार्यसञ्चालनको चौथो वर्ष पूरा गरेको यस आयोगले विद्युतसम्बन्धी अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति, वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति, उपभोक्ता, सरोकारवाला तथा ऊर्जा क्षेत्रसँग सम्बन्धित सम्पूर्ण व्यक्तिहरूको आशा र भरोसाप्रति सजग रहँदै तोकेको जिम्मेवारी बहन गरिरहेको छ । ऐन बमोजिम गठन भएको यस आयोगको सङ्गठनात्मक संरचना तथा सो बमोजिमका कर्मचारीहरूको दरबन्दी तेरिज नेपाल सरकारबाट मिति २०७७ कार्तिकमा स्वीकृत भइसकेको छ। त्यसै अनुरूप, आयोगद्वारा कर्मचारी विनियमावली तर्जुमा गरी अर्थ मन्त्रालयको स्वीकृतिको लागि ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयमा २०७८ आषाढमा नै पेश गरिएको थियो । तर उक्त विनियमावलीका केही विषयमा पुनरावलोकन गर्नुपर्ने सुझाव लोक सेवा आयोगबाट आएकाले मन्त्रालयले पुनरावलोकन एवं पुनर्विचार गरी पुनः मन्त्रिपरिषद्मा पेश गर्नु पर्नेछ । यद्यपि, जनशक्तिको अभावकै बीच आयोगले आ.व. २०७९/०८० मा हासिल गरेका मुख्य उपलब्धिहरू देहाय बमोजिमका रहेका छन् :

३.१. नियामकीय उपकरणहरूको तर्जुमा

ऐन, नियमावली, विनियमावली, निर्देशिका, कार्यविधि, संहिता आदि जस्ता नियामकीय उपकरणहरू (Regulatory Instruments) ले आयोगलाई निर्दिष्ट गरको अधिकार व्यवस्थित, पारदर्शी एवं स्पष्ट ढङ्गले प्रयोग गरी आफ्नो काम, कर्तव्य तथा जिम्मेवारी सक्षम, व्यवस्थित र पारदर्शी तवरले बहन गर्न सहयोग गर्दछन् । विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ ले आयोगलाई विनियम बनाई लागु गर्ने अधिकार दिएको छ। त्यसै गरी, आयोगले आफ्नो काम, कर्तव्य र अधिकारक्षेत्रभित्रका विषयमा ऐन र ऐन अन्तर्गत बनेको नियम तथा विनियम विपरीत नहुने गरी निर्देशिका, मापदण्ड वा संहिता (कोड) बनाई लागु गर्न सक्ने व्यवस्था गरिएको छ ।

त्यसै अनुरूप, आ.व. २०७६/०७७ मा आयोगद्वारा निम्न पाँच महत्वपूर्ण नियामकीय उपकरणहरू तर्जुमा गरी लागु गरिएको थियो ।

- विद्युत खरिदबिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६
- विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६
- सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६
- विद्युत नियमन आयोगको बैठकसम्बन्धी कार्यविधि, २०७६
- विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७६ (नयाँ निर्देशिका जारी भएकोले खारेज गरिएको)

साथै, आ.व. २०७७/०७८ मा आयोगद्वारा निम्न महत्वपूर्ण नियामकीय उपकरण तर्जुमा गरी लागु गरिएको थियो ।

- विद्युत नियमन आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति आपसमा गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहणसम्बन्धी निर्देशिका, २०७७

आ.व. २०७८/०७९ मा विद्युत सम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८ जारी गरी लागु गरिएको थियो तथा पुरानो निर्देशिकालाई खारेज गरिएको थियो ।

त्यसैगरी आ.व. २०७९/८० मा आयोगद्वारा निम्न तीन महत्वपूर्ण नियामकीय उपकरणहरू तर्जुमा गरी लागु गरिएको छ ।

- नेपाल विद्युत ग्रिड कोड, २०८०
- विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८०
- Key Performance Indicators Manual for Monitoring Performance of Electric Utility, 2080 (2023A.D.)

यसका अतिरिक्त निम्न विभिन्न नियामकीय उपकरणहरूको मस्यौदा तयार भई केही छलफलको क्रममा रहेका छन् भने केही विनियमावली, निर्देशिका तथा कार्यविधिहरूका मस्यौदाहरू तयार हुने क्रममा रहेका छन् ।

- खुल्ला पहुँच (Open Access) सम्बन्धी निर्देशिका
- आयोगको आन्तरिक नियन्त्रण प्रणाली
- विवाद समाधानसम्बन्धी विनियमावली
- आयोगको आन्तरिक कार्यसञ्चालनसम्बन्धी विनियमावली
- जलविद्युत आयोजनाको दोस्रो चरणको विद्युत खरिदबिक्री दर निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौतासम्बन्धी निर्देशिका
- सौर्य ऊर्जा आयोजनाको विद्युत खरिदबिक्री दर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका
- विद्युत नियमन आयोगको कोष परिचालनसम्बन्धी विनियमावली
- नियामकीय लेखा प्रणाली
- नियामकीय सूचना व्यवस्थापन प्रणाली
- अनुमति प्राप्त व्यक्तिहरूको प्राविधिक मापदण्डसम्बन्धी निर्देशिका
- प्रसारण दस्तुर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका

आयोगले आफ्नो नियमनकारी भूमिकालाई थप सशक्त बनाउने प्रयोजनका लागि विगतमा जारी गरी लागु गरेका, मस्यौदा तयारीको अवस्थामा रहेका तथा भविष्यमा तर्जुमा गरिने नियामकीय उपकरणहरू तथा आयोगको आन्तरिक कार्यसञ्चालनको प्रयोजनका लागि आवश्यक विनियमावली वा कार्यविधिहरूको तालिका अनुसूची-२ मा समावेश गरिएको छ। साथै, आयोगले तर्जुमा गरी लागु गरेका तथा मस्यौदाको तयारीमा रहेका विभिन्न नियामकीय उपकरणहरू देहाय बमोजिम रहेका छन् :

३.१.१. आयोगले जारी गरी लागु गरेका नियामकीय उपकरणहरू

३.१.१.१. नेपाल विद्युत ग्रिड कोड, २०८०

(विद्युत नियमन आयोगको मिति २०८०/०३/२९ को १९९औँ बैठकबाट स्वीकृत भई लागु भएको)

आयोगको काम, कर्तव्य र अधिकारको सन्दर्भमा विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १२ अन्तर्गत विद्युतको उत्पादन, प्रसारण, वितरण तथा व्यापार सम्बन्धमा नियमन गर्न ग्रिड संहिता बनाई कार्यान्वयन गर्ने जिम्मेवारी रहेको हुँदा आयोगले नेपाल विद्युत ग्रिड संहिता, २०८० (Nepal Electricity Grid Code, 2023)

तर्जुमा गरी लागु गरेको छ । सामान्यतया, कुनै पनि देशको विद्युत ग्रिड संहिता विगतका अभ्यासहरू र तिनीहरूको विद्युत क्षेत्रसँग सम्बन्धित संरचनाहरू, उपलब्ध ऊर्जा स्रोतहरू र यसको कानूनी, प्राविधिक र व्यावसायिक पक्षहरूमा निर्भर गर्दछ । नेपाल विद्युत ग्रिड संहिता, २०८० ले विद्युत प्रवाहसम्बन्धी न्यूनतम आवश्यक मापदण्ड परिपूर्ति गर्न, विद्युत ग्रिडको सन्तुलन कायम राख्नका साथै सीमापार विद्युत व्यापार गर्न सहज हुनेछ ।

नेपाल विद्युत ग्रिड संहिता, २०८० ले प्रसारण प्रणालीको योजना, सञ्चालन र व्यवस्थापनको लागि निष्पक्ष र प्रभावकारी ढङ्गले एक रूपरेखा गरेको छ । यस संहिताले प्रभावकारी, पारदर्शी, भेदभावरहित र समन्वयात्मक रूपमा ऊर्जा उत्पादन, प्रसारण, वितरण र व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिहरूलाई आधारभूत डिजाइन मापदण्ड तथा सञ्चालन नियम र जिम्मेवारीहरू प्रदान गरेको छ । अन्तर-देशीय विद्युत व्यापार (Cross Border Electricity Trade) र क्षेत्रीय अन्तरसम्बन्धको बढ्दो सम्भावना, र ग्रिड प्रयोगकर्ताहरू जस्तै पावर ट्रेडरहरूको प्रवेश र सञ्चालनलाई नियमन गर्न नेपालको लागि यो संहिता निकै महत्वपूर्ण छ ।

नेपाल विद्युत ग्रिड संहिता, २०८० नेपालको ग्रिड प्रणालीको जडान, सञ्चालन, मर्मत सम्भार र विकासका लागि दिशानिर्देश, प्रक्रिया, जिम्मेवारी, मापदण्ड र दायित्वहरू स्थापित गर्ने विस्तृत दस्तावेज हो । ग्रिडको स्वामित्व रहेको संस्था (Grid Owner), प्रणाली सञ्चालक, ग्रिड योजनाकार (Grid Planner), प्रसारण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति र ग्रिड प्रयोगकर्ताहरूबीचको सीमा निर्धारण गर्न र प्रसारण प्रणाली प्रयोग गर्ने सुविधाहरूको सञ्चालनका लागि कार्यविधिहरू स्थापना गर्न संहिताको विकास गरिएको हो । यसले ग्रिड प्रणालीको सुरक्षाका लागि आधारभूत नियम र मापदण्डहरू तोकेको छ, जुन सार्वजनिक र वातावरणको सुरक्षाको लागि अत्यावश्यक छ ।

आयोगद्वारा ग्रिड प्रयोगकर्ताहरूका लागि समान अवसर प्रदान गर्दै विद्युत क्षेत्रमा प्रतिस्पर्धा प्रवर्द्धन र ग्रिड प्रणालीको विकासलाई प्रोत्साहन गर्ने हेतुले नेपाल विद्युत ग्रिड संहिता, २०८० जारी गरिएको हो । साथै, यसले सबैका लागि सस्तो, भरपर्दो, दिगो विकास र आधुनिक ऊर्जामा सबैको समानरूपले पहुँचको लक्ष्य हासिल गर्न मद्दत गर्नेछ ।

सीमापार विद्युत व्यापार गर्दा दक्षिण एशियाका विभिन्न देशहरूका ग्रिडहरू अन्तर्जडित भई संयुक्त रूपमा सञ्चालन हुनु पर्नेछ । यद्यपि, फरक देशका विद्युत प्रणाली भिन्न भिन्न तरिकाले नै विकसित हुँदै आएका हुन्छन् र तिनको संयुक्त सञ्चालन गर्दा भोल्टेज तथा फ्रिक्वेन्सी जस्ता विषयहरूमा सामञ्जस्यता कायम गर्न जरुरी हुन्छ । South Asia Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR) को पहलकदमीमा निर्माण हुन गइरहेको यस Common Minimum Grid Code ले तिनै विषयहरूको मापदण्ड स्थापित गरी क्षेत्रीय ग्रिडको सुरक्षित, सन्तुलित तथा किफायती सञ्चालन गर्न सहयोग गर्दछ । यसका अतिरिक्त, यसले दक्षिण एशियाका ग्रिडहरूको योजना, सञ्चालन, ग्रिडसँग अन्य देशको जडान, आदि विषयमा पनि मापदण्ड स्थापित गरी ऊर्जा क्षेत्रमा वृहत्तर सहकार्यको परिकल्पना गर्दछ । हाल यस Common Minimum Grid Code लाई कार्यान्वयन गर्ने कानूनी आधार नभएको अवस्थामा यसले ग्रिडको सञ्चालनका लागि आवश्यक प्राविधिक विषयमा सामन्जस्यता ल्याउन देशहरूबीच छलफलको वातावरण बनाउन सहयोग गर्दछ । भविष्यमा दक्षिण एशिया क्षेत्रमा विद्युतको क्षेत्रीय बजार स्थापना गर्ने हेतुले अघि बढ्ने हो भने Common Minimum Grid Code का प्रावधानलाई हरेक देशले पालना गर्ने वातावरण स्थापित गर्नुपर्दछ । यस Common Minimum Grid Code लाई अन्तिम रूप दिन विभिन्न चरणमा विज्ञ सरोकारवालाहरू, जस्तै ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय, विद्युत विकास विभाग, नेपाल विद्युत प्राधिकरण, राष्ट्रिय ग्रिड प्रसारण कम्पनी लिमिटेड, इन्जिनियरिङ्ग अध्ययन संस्थान पुल्चोक क्याम्पसका प्रतिनिधि विज्ञहरूसँग छलफल भइरहेको छ ।

यस ग्रिड कोडको पूर्ण पाठ अनुसूची-३.६ तथा आयोगको वेबसाइट **www.erc.gov.np** मा समावेश गरिएको छ।

३.१.१.२. विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८०

(विद्युत नियमन आयोगको मिति २०८०/०३/२९ को १९९औं बैठकबाट स्वीकृत भई लागु भएको)

विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १४ (क) बमोजिम उपभोक्ताको हित संरक्षणको लागि आवश्यक उपाय पहिचान गरी कार्यान्वयन गर्ने वा गराउने दायित्व आयोगमा निहित रहेको छ। नेपालको विद्युत क्षेत्रको इतिहासमै प्रथमपटक आयोगद्वारा विद्युत उपभोक्ताहरूको हक हित संरक्षण संस्थागत गर्नुका साथै उपभोक्ताको कर्तव्य समेत निर्दिष्ट गरी निर्देशिका लागु गर्न सफल भएको छ।

वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले उपभोक्तालाई आपुर्ति गर्ने विद्युतीय ऊर्जाको गुणस्तर तथा विश्वसनीयताको स्तर निर्धारण गर्न एवं सेवाग्राही अथवा उपभोक्ताले प्राप्त गर्ने सेवा निश्चित अवधिभित्रै प्राप्त गरुन् भनी सुनिश्चित गर्न आयोगद्वारा यस निर्देशिका तर्जुमा गरी लागु गरिएको छ। यस निर्देशिकाले उपभोक्ताले प्राप्त गर्ने विद्युत आपुर्ति एवं सेवाको न्यूनतम् मापदण्ड तोकी आयोगले समय समयमा निर्धारण गर्ने लक्ष्यहरूको पूर्ति अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले गर्नुपर्ने व्यवस्था गरेको छ।

यस निर्देशिकाले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति/संस्थाहरूले उपलब्ध गराउनु पर्ने विद्युत आपूर्ति, सेवाको न्यूनतम् मापदण्ड, उपभोक्ता सेवा बडापत्र, विवाद समाधान र उपभोक्ता सञ्चार जस्ता क्षेत्रहरूलाई समेट्ने व्यवस्था गरिएको छ।

यस निर्देशिकाको पूर्ण पाठ अनुसूची- ३.७ तथा आयोगको वेबसाइट **erc.gov.np** मा समावेश गरिएको छ।

३.१.१.३. Key Performance Indicators Manual for Monitoring Performance of Electric Utility, 2023

(विद्युत नियमन आयोगको मिति २०८०/०३/२९ को १९९औं बैठकबाट स्वीकृत भई लागु भएको)

यस आयोगद्वारा विद्युत नियमनसम्बन्धी प्रचलित अन्तर्राष्ट्रिय अभ्यासहरूलाई अनुसरण गर्दै विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १५ (क) ले निर्दिष्ट गरे बमोजिम अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको प्राविधिक व्यवस्थापन गर्न तथा कार्यक्षमता मूल्याङ्कनको स्तर तथा आधार निर्धारण गर्नका लागि Key Performance Indicators Manual for Monitoring Performance of Electric Utility, 2023 तर्जुमा गरी लागु गरिएको छ। उपभोक्तालाई विद्युत आपूर्ति गर्ने निकायहरूको कार्यसम्पादनको स्तरलाई मापन गर्दै कार्यसम्पादनको स्तरको सुधारको लक्ष्य तय गरी त्यस्ता निकायहरूको संस्थागत क्षमता अभिवृद्धि गर्ने तथा संस्थागत सुशासनको सुधार गर्ने अभिप्रायले यस म्यानुअलको निर्माण गरिएको हो।

यस म्यानुअलले उपभोक्तालाई विद्युत आपूर्ति प्रदान गर्ने निकायहरूको कार्यसम्पादनको स्तर मापन गरी सो निकायहरूको प्रभावकारिता तय गर्न, निकायहरूको उत्तरदायित्व सुनिश्चित गर्न र सुधार गर्न सकिने क्षेत्रहरूको पनि पहिचान गर्न मद्दत गर्नेछ। यस म्यानुअलले उपभोक्तालाई विद्युत आपूर्ति गर्ने निकायहरूको कार्यसम्पादन मापन गर्न हालका लागि निम्नानुसारका ६ वटा प्रमुख कार्यसम्पादन क्षेत्रहरू तोकेको छ :

तपसिलः

१. प्राविधिक र सञ्चालनसम्बन्धी सूचकाङ्कहरू जस्तै Percentage (%) of Dispatched Energy, System Loss, System Loss Factor (SLF), Peak Demand/Installed Capacity ;

२. सुरक्षासम्बन्धी सूचकाङ्कहरू जस्तै मृत्यु र दुर्घटनाहरू (सर्वसाधारण र कर्मचारी), अनिवार्य सुरक्षा प्रशिक्षण (कर्मचारी दिनहरू), उपभोक्ताहरूको लागि सचेतनाका कार्यक्रमहरू ;
३. वित्तीय प्रमुख कार्यसम्पादन सूचकाङ्कहरू जस्तै Cost Recovery Ratio, नाफा र नोक्सान मार्जिन, Return on Capital Employed, Return on Equity, Debt Service Coverage Ratio ;
४. विश्वसनीयता र गुणस्तरसम्बन्धी सूचकाङ्कहरू जस्तै System Average Interruption Duration Index (SAIDI), System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI) ;
५. उपभोक्ता सेवासम्बन्धी सूचकाङ्कहरू जस्तै उपभोक्ताको उजुरीहरूको संख्या तथा गुनासो समाधान दर ;
६. बिजुलीको पहुँच सुनिश्चित गर्न सामाजिक-आर्थिक सूचकाङ्कहरू जस्तै विभिन्न स्रोतबाट उपलब्ध बिजुलीको प्रतिशत, प्रतिव्यक्ति खपत, विद्युतमा पहुँच ।

यो म्यानुअलको कार्यान्वयन दुई चरणमा हुनेछ । प्रथम चरणमा उपभोक्तालाई विद्युत आपूर्ति प्रदान गर्ने निकायले हालसम्म मापन गरिआएको सूचकाङ्कहरूको निगरानी गरिनेछ भने दोश्रो चरणमा आवश्यकता अनुसार नयाँ सूचकाङ्कहरूको लागि तथ्याङ्क सङ्कलन, उपर्युक्त मापदण्डहरू (Benchmark) को पहिचान तथा सो निकायहरूको कार्यसम्पादन मापनका लागि सान्दर्भिक अतिरिक्त सूचकाङ्कहरूको पहिचान गरिनेछ ।

यस म्यानुअलको पूर्ण पाठ अनुसूची- ३.८ तथा तथा आयोगको वेबसाइट **erc.gov.np** समावेश गरिएको छ ।

३.१.१.४. विद्युत सम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८

(विद्युत नियमन आयोगको २०७८/०६/०७ गते बसेको १३७ औँ बैठकबाट स्वीकृत भई लागु भएको)

आयोगले नियमावलीको नियम ४५ को व्यवस्था बमोजिम विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापारको काम गर्न अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनी वा संस्थाले सार्वजनिकरूपमा शेयर निष्काशन गर्नुपूर्व यस आयोगबाट स्वीकृति लिनुपर्ने व्यवस्थालाई स्पष्ट, पारदर्शी तथा प्रभावकारी रूपमा कार्यान्वयन गर्न विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७६ आयोगका प्रथम पदाधिकारीहरूले पदभार ग्रहण गरे लगत्तै आ.व. २०७५/०७६ को अन्तिम महिनामा तर्जुमा गरी लागु गरेको थियो । आयोगले स्थापना पश्चात सञ्चालनका क्रममा देखेका नेपालको विद्युत क्षेत्रका आवश्यकता, भोगेका अनुभव तथा विद्युत क्षेत्रका अन्य सरोकारवालाहरूको अपेक्षालाई समेत मध्यनजर गरी शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको कार्यलाई थप स्पष्ट, पारदर्शी एवं प्रभावकारी बनाउन *विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८* को व्यवस्था गरिएको हो । यस निर्देशिकामा शेयरको सार्वजनिक निष्काशनको लागि आयोग समक्ष निवेदन पेस गर्ने निवेदकको योग्यता, निवेदन पेस गर्ने विधि, आदि विषय समावेश गरिएको छ । यस निर्देशिकाको पूर्ण पाठ अनुसूची-३.५ तथा आयोगको वेबसाइट **erc.gov.np** मा समावेश गरिएको छ ।

यस अलावा विगतका वर्षहरूमा पनि आयोगले तपसिल बमोजिमका नियामकीय उपकरणहरूको तर्जुमा गरी कार्यान्वयन गरिरहेको अवस्था छ :

तपसिल :

(क) विद्युत नियमन आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति आपसमा गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहणसम्बन्धी निर्देशिका, २०७७

(ख) विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६

(ग) विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६

(घ) विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६

(ङ) विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७६

३.१.१.५. विद्युत नियमन आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति आपसमा गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहणसम्बन्धी निर्देशिका, २०७७

(विद्युत नियमन आयोगको मिति २०७७/०५/०१ मा बसेको ७४ औं बैठकबाट स्वीकृत भई लागु भएको)

आयोगले अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको सहजतालाई मध्यनजर गर्दै मिति २०७७/०५/२९ को ७९ औं बैठकबाट यस निर्देशिकामा संशोधन गरी जारी गरेको छ। विद्युत बजारमा प्रतिस्पर्धा कायम गर्न तथा उपभोक्ताको हित संरक्षण गर्नको लागि ऐनको दफा १४ को खण्ड (च) र खण्ड (छ) बमोजिमको कार्यलाई स्पष्ट, पारदर्शी तथा प्रभावकारी रूपमा कार्यान्वयन गर्न आयोगले यस निर्देशिका तर्जुमा गरेको हो। यस निर्देशिकामा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति एक आपसमा गाभिन, आपसमा मिल्न, ५० प्रतिशतभन्दा बढी शेयरको खरिद गर्न, आयोजनाको संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण गर्न वा प्राप्ति/ग्रहण गर्नेसम्बन्धी व्यवस्था रहेको छ। यस निर्देशिकाको पूर्ण पाठ अनुसूची- ३.४ तथा आयोगको वेबसाइट **erc.gov.np** मा समावेश गरिएको छ।

३.१.१.६. विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६

(विद्युत नियमन आयोगको मिति २०७६/०६/१५ मा बसेको बैठकबाट स्वीकृत भई लागु भएको)

आयोगद्वारा नियमन गर्नुपर्ने आवश्यक कार्यको सम्बन्धमा व्यवस्था गर्न आयोगले यस विनियमावलीको तर्जुमा गरिएको हो। यस विनियमावलीमा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने निम्न बमोजिमका व्यवस्था समावेश गरिएको छ :

- विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण गर्ने
- विद्युत खरिदकर्ता तथा विद्युत बिक्रीकर्ताबीच हुने विद्युत खरिद सम्झौताउपर सहमति प्रदान गर्ने
- विद्युत अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति/संस्थाको शेयर संरचनामा परिवर्तन गर्ने सम्बन्धी प्रक्रिया

आयोगले यस विनियमावलीको कार्यन्वयनको सम्बन्धमा आएका केही जटिलतालाई सम्बोधन गर्ने प्रयोजनका साथ मिति २०७६/११/०५ मा थप स्पष्टीकरणसमेत जारी गरेको छ। त्यसैगरी, १० मे.वा. वा सोभन्दा कम जडित क्षमता भएका जलविद्युत आयोजनाको हकमा खोला/नदीमा आएको पानीको कमी आएको कारणले विद्युत उत्पादनमा कमी आएमा विद्युत बिक्रीकर्ताले विद्युत खरिदकर्तालाई हर्जाना तिर्नुपर्ने सम्बन्धमा आयोगले मिति २०७७/१२/०९ को ११३ औं बैठकको निर्णयानुसार निर्देशन जारी गरेको छ। यस विनियमावलीको पूर्ण पाठ अनुसूची-३.१ तथा आयोगको वेबसाइट **erc.gov.np** मा समावेश गरिएको छ।

३.१.१.७. विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६

(विद्युत नियमन आयोगको २०७६/०७/२९ गते बसेको ३० औं बैठकबाट स्वीकृत भई लागु भएको)

आयोगसमक्ष बुझाउनुपर्ने उपभोक्ता महसुल निर्धारणको निवेदन तथा उक्त निवेदनउपर आयोगले गर्ने कारबाहीबारे व्यवस्था गरिएको यस निर्देशिका आयोगद्वारा ऐनको दफा १३ तथा नियमावलीको नियम ८ र ९ अनुसार विद्युत महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनका लागि तर्जुमा गरिएको हो। यसैगरी, यस निर्देशिकामा उपभोक्ता महसुल निर्धारणका सिद्धान्त र आधारसमेत उल्लेख गरिएको छ। यस निर्देशिकाको पूर्ण पाठ अनुसूची-३.२ तथा आयोगको वेबसाइट **erc.gov.np** मा समावेश गरिएको छ।

३.१.१.८. विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६

(विद्युत नियमन आयोगको २०७६/११/०१ गते बसेको ४१ औं बठकबाट स्वीकृत भई लागु भएको)

ऐनको दफा २१ तथा नियमावलीको नियम १९ अनुसार आयोगद्वारा गरिने सार्वजनिक सुनुवाईको प्रयोजनका लागि यो निर्देशिका तर्जुमा गरिएको हो। आयोगले गर्ने सार्वजनिक सुनुवाईको कार्यलाई सरल, व्यवस्थित तथा एकरूपता कायम गर्न, सरोकारवालाले जानकारी पाउने हक तथा स्वच्छ, निष्पक्ष सुनुवाइको अधिकारलाई

सुनिश्चितता प्रदान गर्न हेतु तर्जुमा गरिएको यस निर्देशिकामा सार्वजनिक सुनुवाईको विषय, विधि, प्रक्रिया, व्यवस्थापन तथा सार्वजनिक सुनुवाईको क्रममा सहभागीले पालना गर्नुपर्ने आचारसंहिता उल्लेख गरिएको छ। यस निर्देशिकाको पूर्ण पाठ अनुसूची-३.३ तथा आयोगको वेबसाइट **erc.gov.np** मा समावेश गरिएको छ।

३.१.१.९. विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७६

(विद्युत नियमन आयोगको २०७६/०३/१८ गते बसेको १३ औं बैठकबाट स्वीकृत भई लागु भएको)

नियमावलीको नियम ४५ को व्यवस्था बमोजिम आयोगद्वारा आ.व. २०७५/०७६ को अन्तिम महिनामा यस निर्देशिका तर्जुमा गरिएको थियो। यस निर्देशिकाद्वारा विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापारको काम गर्न अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनी वा संस्थाले सार्वजनिकरूपमा शेयर निष्काशन गर्नुपूर्व यस आयोगबाट स्वीकृति लिनुपर्ने व्यवस्थालाई स्पष्ट, पारदर्शी तथा प्रभावकारी रूपमा कार्यान्वयन गर्न सुनिश्चितता प्रदान गरिएको थियो। यस निर्देशिकामा शेयरको सार्वजनिक निष्काशनको लागि आयोगसमक्ष निवेदन पेस गर्ने निवेदकको योग्यता, शेयरको सार्वजनिक निष्काशनको तरिका आदि विषय समावेश गरिएको थियो। हाल *विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८* लागु भएकाले *विद्युत सम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७६* खारेज भएको थियो।

३.१.२. मस्यौदा तयारी अवस्थामा रहेका नियामकीय उपकरणहरू

३.१.२.१. कर्मचारी प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली

आयोगद्वारा आफूले नियुक्त गर्ने कर्मचारीको काम, कर्तव्य, जिम्मेवारी, सेवाका शर्त, वृत्तिविकास, आदि विषयहरू सम्बन्धी व्यवस्थाहरू तोक्न यस विनियमावलीको निर्माण गरिएको हो। आयोगले ऐनले निर्दिष्ट गरेको नियामकीय जिम्मेवारीहरू स्वतन्त्रता एवं सक्षमताका साथ सञ्चालन गर्नका निम्ति आफ्नै कर्मचारीको नियुक्त गर्नुपर्ने हुन्छ। तदर्थ यस विनियमावली निर्माण गरी आयोगको बैठकबाट स्वीकृत भई मन्त्रालय पठाइएको छ। तर उक्त विनियमावलीका केही विषयमा पुनरावलोकन गर्नुपर्ने सुझाव लोक सेवा आयोगबाट आएकाले मन्त्रालयसँग समन्वय गरी पुनरावलोकन एवं पुनर्विचार गरी पुनः मन्त्रिपरिषदमा पेश गर्नु पर्नेछ।

३.१.२.२. आर्थिक प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली

आर्थिक प्रशासनसम्बन्धी विनियमावलीको मस्यौदा तयार गरी अर्थ मन्त्रालयको स्वीकृतिको लागि ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयसमक्ष २०७८ आषाढमा पेस भइसकेको छ। यस विनियमावलीमा बजेट तर्जुमा र कार्यान्वयन, आयोगको कोष र यसको सञ्चालन, आयोगको लेखा परीक्षण, भौतिक सम्पत्ति व्यवस्था लिलामसम्बन्धी व्यवस्था, बरबुझारथ, सवारी साधनको व्यवस्था, भ्रमण खर्चसम्बन्धी व्यवस्था, आयोगको आम्दानीबाट गरिने खर्चको व्यवस्था आदि विषय समेटिएको छ।

३.१.२.३. विवाद समाधानसम्बन्धी विनियमावली

अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिहरूबीच उत्पन्न विद्युतसम्बन्धी विवाद र अनुमतिपत्र प्रात व्यक्तिले गरेको कुनै निर्णयमा चित्त नबुझेको वा निजले गरेको कार्यबाट आफूलाई मर्का परेको व्यहोरा उल्लेख गरी त्यस वापतको क्षतिपूर्ति दाबी गरेको विषयको समाधान प्रक्रिया समावेश गर्ने गरी ऐनको दफा १८ ले निर्दिष्ट गरेबमोजिम आयोगद्वारा यस विनियमावलीको मस्यौदा तयार गरिएको छ।

३.१.२.४. आन्तरिक कार्यसञ्चालनसम्बन्धी विनियमावली

आयोगको कार्य सम्पादनसम्बन्धी व्यवस्था, आयोगद्वारा जारी हुने नियामकीय उपकरणसम्बन्धी व्यवस्था तथा आयोगले गर्ने काम कारबाहीका सामान्य सिद्धान्तहरू आदि जस्ता विषय समेटिएको यस विनियमावलीको मस्यौदा तयार भई छलफलको अवस्थामा रहेको छ। आयोगद्वारा आफ्नो आन्तरिक कार्यसञ्चालनसम्बन्धी विषयलाई यस विनियमावली मार्फत सम्बोधन गरिएको छ।

३.१.३. मस्यौदा निर्माणको अवस्थामा रहेका नियामकीय उपकरणहरू

३.१.३.१. अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको प्राविधिक मापदण्डसम्बन्धी निर्देशिका

ऐनको दफा १२ ले निर्दिष्ट गरे बमोजिम आयोगले गर्ने प्राविधिक व्यवस्थापनसम्बन्धी कार्यलाई व्यवस्थित गर्न हेतु आयोग *अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको प्राविधिक मापदण्डसम्बन्धी निर्देशिका* मस्यौदा गर्ने क्रममा रहेको छ। यस निर्देशिकामा विद्युतको उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार सम्बन्धमा नियमन गर्न आयोगले प्राविधिक व्यवस्थापनको लागि गर्नुपर्ने कार्यहरू तोकिएको छ। यसका लागि आयोगले राष्ट्रिय विद्युत प्रणालीको गुणस्तर तथा सुरक्षास्तर कायम राख्न आवश्यक मापदण्ड बनाई लागु गर्ने तथा विद्युत सेवाको सञ्चालन तथा मर्मत सम्भारको स्तर तथा कार्यविधि निर्धारण गरी कार्यान्वयन गर्ने कार्यलगायत अन्य कार्य गर्नेछ।

३.१.३.२. खुल्ला पहुँच (Open Access) सम्बन्धी निर्देशिका

ऐनको १४ (ञ) ले परिकल्पना गरेको प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत क्षेत्रको लक्ष्य प्राप्त गर्न प्रसारण संरचनामा खुल्ला पहुँच अपरिहार्य रहेको छ। प्रसारण संरचनामा खुल्ला पहुँच भन्नाले कुनै निश्चित संस्थाको स्वामित्वमा भएको प्रसारण लाइनमा भेदभावरहित रूपले अन्य निकायहरूद्वारा विद्युत प्रसारण गर्ने प्रयोजनको लागि प्रयोग गर्न सक्ने अवस्थालाई जनाउँछ। विद्युत प्रसारणमा खुल्ला पहुँच भएका देशहरूमा कुनै एक अनुमतिप्राप्त व्यक्तिको स्वामित्वमा भएको प्रसारण संरचना उक्त अनुमति प्राप्त व्यक्ति अथवा सोको सहायक संस्थाले मात्र नभई अन्य अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पनि प्रयोग गर्न पाउँछन्।

नेपालको हकमा, विद्युत प्रसारण प्रणालीको स्वामित्व नेपाल विद्युत प्राधिकरण (यस पश्चात "प्राधिकरण" भनिएको) अन्तर्गत रहेको छ। तर विद्युतको आपूर्तिकर्ताको जिम्मेवारी समेत प्राधिकरणले नै सम्हालिरहेको अवस्था छ। नेपालको हकमा खुल्ला पहुँच स्थापना भएपश्चात खुल्ला पहुँचको लागि निवेदन दिने योग्य निवेदकहरूले प्राधिकरणबाहेक अन्य स्रोतहरूबाट विद्युत खरिद गरी प्रयोग गर्न सक्ने विकल्प रहन्छ। यसका लागि उक्त निवेदक अथवा उसलाई विद्युत बिक्री गर्ने निकायले छुट्टै प्रसारण लाइनको निर्माण गर्नुपर्ने छैन। प्राधिकरणको प्रसारण लाइन प्रयोग गरेबापत तोकिएको दस्तुर प्राधिकरणलाई बुझाई उक्त निवेदकले आफूले खोजेको विद्युत आपूर्तिकर्ताबाट विद्युत खरिद गरी प्रयोग गर्न सक्नेछ।

३.१.३.३. प्रसारण दस्तुर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका

ऐनद्वारा परिकल्पना गरिएको प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत क्षेत्र बनाउन हेतु ऐनको १४ (ञ) द्वारा खुल्ला पहुँचलाई लागु गर्ने जिम्मेवारी आयोगलाई निर्दिष्ट गरिएको छ र त्यसै प्रयोजनको लागि ऐनको दफा १३ (ङ) ले प्रसारण दस्तुर निर्धारण गर्ने दायित्व पनि आयोगलाई सुम्पेको छ। खुल्ला पहुँच लागु गर्दा प्रसारण अनुमति पत्र प्राप्त व्यक्तिको संरचना प्रयोग गरे बापत त्यसरी संरचना प्रयोग गर्ने निकायले तिर्नुपर्ने दस्तुर निर्धारण गर्ने प्रक्रियालाई व्यवस्थित बनाउन प्रसारण दस्तुर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका तर्जुमा गरिने क्रममा छ। यस निर्देशिका तर्जुमा गर्दा अन्तर्राष्ट्रिय अभ्यासहरूका सबल पक्षहरूबाट पाठ सिक्दै नेपाली विद्युत बजारलाई सुहाउँदो व्यवस्था स्थापित गर्ने लक्ष्य लिइएको छ।

३.२. विद्युत कम्पनीको शेयर खरिद बिक्रीसम्बन्धी स्वीकृति

आ.व. २०७९/०८० मा आयोगद्वारा विद्युत कम्पनीको शेयर खरिद बिक्रीलगायतका बत्तीस (३२) वटा निवेदनउपर निर्णय गरिएको छ र उक्त विषयको विवरण देहायबमोजिम रहेको छ :

क्र. सं.	साविकको प्रवर्द्धक	आयोजना	निर्णय मिति
१.	नेपाल सोलार फार्म लि.		२०७९ श्रावण १८

क्र. सं.	साविकको प्रवर्द्धक	आयोजना	निर्णय मिति
२.	मिडिल मोदी हाइड्रोपावर कम्पनी लि.		२०७९ श्रावण १८
३.	मेवा डेभलपर्स लि.	मध्य मेवा जलविद्युत आयोजना	२०७९ भाद्र ०८
४.	एल.सी. इनर्जी प्रा.लि.	तल्लो चिरख्वा खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ भाद्र ०८
५.	अन्नपूर्ण विद्युत विकास कम्पनी प्रा.लि.	लान्द्रुक मोदी जलविद्युत आयोजना	२०७९ भाद्र २७
६.	दुध पोखरी चेपे हाइड्रोपावर प्रा.लि.	दुध पोखरी चेपे जलविद्युत आयोजना	२०७९ भाद्र २७
७.	मनाङ्ग मर्स्याङ्दी हाइड्रोपावर कम्पनी प्रा.लि.	मनाङ्ग मर्स्याङ्दी जलविद्युत आयोजना	२०७९ भाद्र २७
८.	युनाइटेड मेवा खोला हाइड्रोपावर कम्पनी प्रा.लि.	मेवा खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ आश्विन ०७
९.	अन्नपूर्ण विद्युत विकास कम्पनी प्रा.लि.	लान्द्रुक मोदी जलविद्युत आयोजना	२०७९ आश्विन ०७
१०.	मेन्छियाम हाइड्रोपावर लि.	पिलुवा खोला २ जलविद्युत आयोजना	२०७९ आश्विन ०७
११.	चिरख्वा हाइड्रोपावर लि.	माथिल्लो चिरख्वा जलविद्युत आयोजना	२०७९ आश्विन २८
१२.	रुबीभ्याली हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	मेन्चेत खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ मंसिर १३
१३.	मनकामना इन्जिनियरिङ्ग हाइड्रोपावर लि.		२०७९ मंसिर २३
१४.	ठूलो खोला हाइड्रोपावर प्रा.लि.		२०७९ मंसिर २३
१५.	पर्वत पैंयु खोला हाइड्रोपावर कम्पनी प्रा.लि.	सेती खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ पौष ०८
१६.	युनिटेक हाइड्रोपावर प्रा.लि.	माथिल्लो फावा खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ पौष १८
१७.	शैलेश्वरी पावर नेपाल प्रा.लि.	माथिल्लो गड्डीगाड जलविद्युत आयोजना	२०७९ पौष १८
१८.	हिमस्टार ऊर्जा कम्पनी लि.	बुकु कापटी जलविद्युत आयोजना	२०७९ फागुन ०४
१९.	ग्रीन गोरखा इनर्जी लि.	माथिल्लो दरौदी जलविद्युत आयोजना	२०७९ फागुन १६
२०.	टक्सार पिखुवा खोला हाइड्रोपावर लि.	टक्सार पिखुवा खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ फागुन १६
२१.	मिल्के जलजले हाइड्रोपावर प्रा.लि.	माथिल्लो पिलुवा साना जलविद्युत आयोजना	२०७९ फागुन २६
२२.	रिडी पावर कम्पनी लि.	बुटवल सौर्य विद्युत आयोजना	२०७९ चैत्र १७
२३.	हिमपर्वत हाइड्रोपावर लि.	सागु खोला जलविद्युत आयोजना र सागु खोला १ जलविद्युत आयोजना	२०७९ चैत्र ३०
२४.	अर्बिट इनर्जी प्रा.लि.	सभाखोला बि. जलविद्युत आयोजना	२०७९ चैत्र ३०
२५.	एपोलो हाइड्रोपावर लि.	बुकुखोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ चैत्र ३०
२६.	नार खोला हाइड्रो इनर्जी प्रा.लि.	नारखोला जलविद्युत आयोजना	२०८० वैशाख १५
२७.	सुपर बागमती हाइड्रोपावर प्रा.लि.	सुपर तल्लो बागमती जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ ०५
२८.	मबिलुङ्ग इनर्जी लि.	माथिल्लो पिलुवाखोला ३ जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ १८

क्र. सं.	साविकको प्रवर्द्धक	आयोजना	निर्णय मिति
२९.	सूर्य होल्डिङ्ग प्रा.लि.	माथिल्लो मेवाखोला ए जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ ३२
३०.	एल.सी. इनर्जी लि.	तल्लो चिरख्वा खोला जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ ३२
३१.	माउन्ट एभरेष्ट डेभलपमेन्ट प्रा.लि.	दुधकुण्ड खोला जलविद्युत आयोजना	२०८० आषाढ २६
३२.	सानिमा जुम हाइड्रोपावर लि.	जुम खोला जलविद्युत आयोजना	२०८० आषाढ २९

३.३. आयोजनाको स्वामित्व हस्तान्तरण, प्राप्ति, ग्रहणलगायतमा सहमति

आ.व. २०७९/०८० मा आयोगद्वारा स्वामित्व हस्तान्तरण, प्राप्ति, ग्रहणलगायतको चार (४) वटा कम्पनीहरूबाट प्राप्त निवेदनउपर सहमति प्रदान गरिएको छ र उक्त विषयमा सहमति प्रदान गरिएको विवरण देहायबमोजिम रहेको छ :

क्र. सं.	साविकको प्रवर्द्धक	नयाँ प्रवर्द्धक	निर्णय मिति
१.	नेशनल हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	नेशनल हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	२०७९ श्रावण ०८
२.	सुनकोशी हाइड्रोपावर कम्पनी लि.		

३.४. विद्युत खरिद सम्झौताको संशोधनमा सहमति

आ.व. २०७९/०८० मा आयोगले विद्युत खरिद सम्झौता र व्यापारिक उत्पादन सुरु गर्नुपर्ने मिति (RCOD) को संशोधनको लागि सहमति प्राप्त गर्ने हेतुले आयोगसमक्ष पेस भएका देहायका ५३ वटा निवेदनउपर अध्ययन तथा छलफल गरी विद्युत खरिद सम्झौताको संशोधनमा सहमति प्रदान गरिएको छ :

क्र. सं.	विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता भएका पक्षहरू	आयोजना	निर्णय मिति
१.	पिपुल्स इनर्जी लिमिटेड	खिम्ती ११ जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
२.	हाइड्रो इम्पायर प्रा.लि.	माथिल्लो म्याग्दी जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
३.	बराह मल्टिपावर प्रा.लि.	इर्खुवा खोला 'बि' जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
४.	नर्थ समिट हाइड्रो प्रा.लि.	न्यादी फिदी जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
५.	अप्पर रिचेत हाइड्रोपावर प्रा.लि.	माथिल्लो रिचेत खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
६.	सिता हाइड्रोपावर कम्पनी प्रा.लि.	न्यासिम खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
७.	सिता हाइड्रोपावर कम्पनी प्रा.लि.	दुध खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
८.	शैलुङ्ग पावर कम्पनी प्रा.लि.	भोटेकोशी १ जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
९.	हिमाल वाटर रिसोर्सेज एण्ड इनर्जी डेभलपमेन्ट कम्पनी प्रा.लि.	माथिल्लो चौरिखोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
१०.	संखुवासभा पावर डेभलपमेन्ट प्रा.लि.	सुपर सभाखोला साना जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
११.	कालंगा हाइड्रो लि.	माथिल्लो कालंगागाड जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
१२.	सानिगाड हाइड्रो लि.	माथिल्लो सानिगाड जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
१३.	बुङ्गल हाइड्रो लि.	माथिल्लो सानिगाड जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८

क्र. सं.	विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता भएका पक्षहरू	आयोजना	निर्णय मिति
१४.	न्यादी हाइड्रोपावर लि.	न्यादी जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण ०८
१५.	मकर जितुमाया सुरी हाइड्रोपावर लि.	सुरी खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण १८
१६.	मकर जितुमाया सुरी हाइड्रोपावर लि.	माथिल्लो सुरी खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण १८
१७.	मनाङ्ग मर्स्याङ्दी हाइड्रोपावर कम्पनी प्रा.लि.	मनाङ्ग मर्स्याङ्दी हाइड्रोपावर प्रोजेक्ट	२०७९ श्रावण १८
१८.	सुपर हेवापावर कम्पनी प्रा.लि.	सुपर हेवा खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण १८
१९.	मिड सोलु हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	मध्यसोलु खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ श्रावण २६
२०.	रिभर फल्स पावर लि.	डाउन पिलुवा जलविद्युत आयोजना	२०७९ भाद्र ०८
२१.	दोर्दी खोला जलविद्युत कम्पनी लि.	दोर्दी १ जलविद्युत आयोजना	२०७९ असोज ०७
२२.	आसुतोस इनर्जी लि.	चेपे खोला साना जलविद्युत आयोजना	२०७९ असोज ०७
२३.	हिमालयन पावर पार्टनर लि.	दोर्दी खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ असोज ०७
२४.	इष्ट सोलार प्रा.लि.	बैगुन धुरा सौर्य फार्म	२०७९ असोज ०७
२५.	फर्स्ट सोलार डेभलपर्स लि.	भृकुटी सौर्य आयोजना	२०७९ कार्तिक ०४
२६.	नेशनल सोलार पावर कम्पनी प्रा.लि.	ग्रिड कनेक्टेड सोलार PV आयोजना	२०७९ कार्तिक ०४
२७.	नेपाल सोलार फार्म प्रा.लि.	सोम राधाकृष्ण सोलार फार्म आयोजना	२०७९ कार्तिक ०४
२८.	सौर्य विद्युत प्रा.लि.	सौर्य विद्युत आयोजना	२०७९ कार्तिक ०४
२९.	निलगिरी खोला हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	निलगिरी खोला २ क्यासकेड जलविद्युत आयोजना	२०७९ कार्तिक १८
३०.	मिडिल मोदी हाइड्रोपावर लि.	मध्य मोदी जलविद्युत आयोजना	२०७९ कार्तिक १८
३१.	थ्रीस्टार हाइड्रोपावर लि.	साप्सुप खोला साना जलविद्युत आयोजना	२०७९ मंसिर १३
३२.	दरम खोला हाइड्रोपावर इनर्जी लि.	दरम खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ मंसिर १३
३३.	माथिल्लो स्याँङ्गे खोला जलविद्युत लि.	माथिल्लो स्याँङ्गे खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ मंसिर १३
३४.	बुद्धभूमि नेपाल हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	तल्लो तादी खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ मंसिर १३
३५.	हिमालयन ऊर्जा विकास कम्पनी लि.	अप्पर खिम्ती II जलविद्युत आयोजना	२०७९ मंसिर १३
३६.	मेवा डेभलपर्स लि.	मध्य मेवा खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ मंसिर १३
३७.	मिड सोलु हाइड्रोपावर प्रा.लि.	मध्य सोलु खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ मंसिर १६
३८.	गेलुन खोला हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	गेलुन खोला साना जलविद्युत आयोजना	२०७९ मंसिर २९
३९.	लिबर्टी इनर्जी प्रा.लि.	माथिल्लो दोर्दी जलविद्युत आयोजना	२०७९ पौष ०८
४०.	शिखर पावर डेभलपमेन्ट लि.	भिमखोला साना जलविद्युत आयोजना	२०७९ पौष २६
४१.	रावा इनर्जी डेभलपमेन्ट प्रा.लि.	रावा खोला साना जलविद्युत आयोजना	२०७९ पौष २६
४२.	कालीगण्डकी गर्ज हाइड्रोपावर प्रा.लि.		२०७९ माघ १२
४३.	भारतीय कम्पनी NVVN-NTPC		२०७९ माघ १७
४४.	लाफिङ्ग बुद्ध पावर नेपाल लि.	चाकु खोला साना जलविद्युत आयोजना	२०७९ माघ २६
४५.	सामलिङ्ग पावर कम्पनी लि.	माई बेनी जलविद्युत आयोजना	२०७९ चैत्र ०६
४६.	पिपुल्स हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	सुपर दोर्दी जलविद्युत आयोजना	२०७९ चैत्र ०६
४७.	चिरख्वा हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	तल्लो चिरख्वा खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ चैत्र १७

क्र. सं.	विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता भएका पक्षहरू	आयोजना	निर्णय मिति
४८.	लोअर इर्खुवा हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	माथिल्लो लोअर इर्खुवा खोला जलविद्युत आयोजना	२०७९ चैत्र १७
४९.	काबेली इनर्जी लि.	काबेली ए जलविद्युत आयोजना	२०७९ चैत्र ३०
५०.	विकास हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	माथिल्लो माछाखोला साना जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ ०५
५१.	दूधपोखरी चेपे हाइड्रोपावर प्रा.लि.	दूधपोखरी चेपे जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ ०५
५२.	रिभर फल्स पावर लि.	डाउन पिलुवा जलविद्युत आयोजना	२०८० आषाढ २६
५३.	म्याग्दी हाइड्रोपावर लि.	घारखोला जलविद्युत आयोजना	२०८० आषाढ २६

३.५. विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौतामा सहमति

आ.व. २०७९/८० मा आयोग द्वारा ऐन, नियमावली तथा विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६ को व्यवस्था बमोजिम निम्न एकसट्ठी (६१) आयोजनाहरूको विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत खरिद बिक्री सम्झौतामा सहमति प्रदान गरिएको छ।

क्र. सं.	विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताका पक्षहरू	आयोजना	निर्णय मिति
१.	मौलाकालीका हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	कालिका कालीगण्डकी जलविद्युत आयोजना (३८.१६ मे.वा.)	२०७९ भाद्र ०८
२.	हलेसी ऊर्जा प्रा.लि.	रालाखोला जलविद्युत आयोजना (२ मे.वा.)	२०७९ भाद्र ०८
३.	तेह्रथुम पावर कम्पनी लि.	खोरुङ्गा ताङ्गमाया खोला जलविद्युत आयोजना (२ मे.वा.)	२०७९ भाद्र ०८
४.	एस.के. इनर्जी डेभलपमेन्ट प्रा.लि.	श्याम खोला जलविद्युत आयोजना (७.२ मे.वा.)	२०७९ भाद्र ०८
५.	तामाकोशी जलविद्युत कम्पनी लि.	तामाकोशी -V जलविद्युत आयोजना (९९.८ मे.वा.)	२०७९ भाद्र ०८
६.	मेवा डेभलपर्स लि.	सिवाखोला जलविद्युत आयोजना (९.३ मे.वा.)	२०७९ भाद्र ०८
७.	डाइनामिक पावर प्रा.लि.	मनहरी खोला जलविद्युत आयोजना (४.४४ मे.वा.)	२०७९ भाद्र ०८
८.	वाटर इनर्जी सोलुसन प्रा.लि.	देउमाइ खोला साना जलविद्युत आयोजना (८.३ मे.वा.)	२०७९ भाद्र ०८
९.	इष्ट सोलार प्रा.लि.	बैगुन धुरा सौर्य फार्म (५ मे.वा.)	२०७९ भाद्र ०८
१०.	तमोर सानीमा इनर्जी प्रा.लि.	माथिल्लो तमोर जलविद्युत आयोजना	२०७९ कार्तिक ०४
११.	कालीगण्डकी गर्ज हाइड्रोपावर प्रा.लि.	कालीगण्डकी गर्ज जलविद्युत आयोजना (१८० मे.वा.)	२०७९ मंसिर १६
१२.	सांग्रिला ऊर्जा प्रा.लि.	छुजुङ्गखोला जलविद्युत आयोजना (६३ मे.वा.)	२०७९ मंसिर २९
१३.	यारु हाइड्रोपावर प्रा.लि.	यारुखोला अर्धजलाशययुक्त जलविद्युत आयोजना (३०.५४२ मे.वा.)	२०७९ मंसिर २९
१४.	डायनामिक हाइड्रो इनर्जी प्रा.लि.	लाप्चे तामाकोशी जलविद्युत आयोजना (४० मे.वा.)	२०७९ पौष ०८
१५.	समिट इनर्जी सोलुसन प्रा.लि.	बकान खोला जलविद्युत आयोजना (४४ मे.वा.)	२०७९ पौष ०८
१६.	ह्वाइट फ्लावर इनर्जी प्रा.लि.	माथिल्लो छुजुङ्ग खोला जलविद्युत आयोजना (४०.७ मे.वा.)	२०७९ पौष १८

क्र. सं.	विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताका पक्षहरू	आयोजना	निर्णय मिति
१७.	डाइनामिक हाइड्रो इनर्जी प्रा.लि.	चेपे खोला क्यासकेड जलविद्युत आयोजना (२ मे.वा.)	२०७९ पौष २६
१८.	सिंकोस हाइड्रोपावर प्रा.लि.	सिंकोस खोला जलविद्युत आयोजना (३.४५ मे.वा.)	२०७९ पौष २६
१९.	इसुवा इनर्जी प्रा.लि.	इसुवाखोला क्यासकेड जलविद्युत आयोजना (४०.१ मे.वा.)	२०७९ माघ १२
२०.	धौलाश्री पावर कम्पनी लि.	जलविद्युत आयोजना (१५ मे.वा.)	२०७९ माघ १२
२१.	मोदी जलविद्युत कम्पनी लि.	माथिल्लो मोदी ए जलविद्युत आयोजना (४२ मे.वा.)	२०७९ फागुन ०४
२२.	नेशनल हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	तल्लो इन्द्रावती जलविद्युत आयोजना (४.१५३ मे.वा.)	२०७९ फागुन १०
२३.	गोर्खाज हिमालयन हाइड्रो प्रा.लि.	माथिल्लो जुनबेशी खोला जलविद्युत आयोजना (४.७ मे.वा.)	२०७९ फागुन १६
२४.	एभरेष्ट इनर्जी एण्ड इन्फ्रास्ट्रक्चर फण्ड प्रा.लि.	मुडी खोला जलविद्युत आयोजना (१४.७ मे.वा.)	२०७९ फागुन १६
२५.	अपर स्याङ्गे हाइड्रोपावर लि.	दोभान खोला जलविद्युत आयोजना (२४.५ मे.वा.)	२०७९ फागुन २६
२६.	कार्बोनलेश इनर्जी फण्ड प्रा.लि.	माथिल्लो दुध खोला जलविद्युत आयोजना (३०.४ मे.वा.)	२०७९ चैत्र १७
२७.	शिल्क पावर प्रा.लि.	लुजा खोला जलविद्युत आयोजना (२४.८२४ मे.वा.)	२०७९ चैत्र १७
२८.	एस.सि.पावर कम्पनी प्रा.लि.	तिला १ जलविद्युत आयोजना (२९८.७५ मे.वा.)	२०७९ चैत्र १७
२९.	एस.सि.पावर कम्पनी प्रा.लि.	तिला २ जलविद्युत आयोजना (२९६.७४ मे.वा.)	२०७९ चैत्र १७
३०.	जगदुल्ला हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	जगदुल्ला जलविद्युत आयोजना (१०६ मे.वा.)	२०७९ चैत्र १७
३१.	ओमपावर कम्पनी प्रा.लि.	ठुलीगाड खोला जलविद्युत आयोजना (१७ मे.वा.)	२०७९ चैत्र ३०
३२.	शिल्क पावर प्रा.लि.	लुजा खोला जलविद्युत आयोजना (२४.८२४ मे.वा.)	२०७९ चैत्र ३०
३३.	लोअर मिड रावा खोला हाइड्रो प्रोजेक्ट प्रा.लि.	तल्लो मध्य रावा खोला जलविद्युत आयोजना	२०८० बैशाख १५
३४.	अपर म्यादी हाइड्रोपावर प्रा.लि.	माथिल्लो म्याग्दी १ जलविद्युत आयोजना	२०८० बैशाख १५
३५.	नार खोला हाइड्रो इनर्जी प्रा.लि.	नार खोला जलविद्युत आयोजना	२०८० बैशाख १५
३६.	रसुवा हाइड्रोपावर लि.	फलाखु खोला जलविद्युत आयोजना	२०८० बैशाख १५
३७.	मिलारेपा इनर्जी प्रा.लि.	सुपर मेलम्ची जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ ०५
३८.	सांग्रिला हाइड्रोपावर प्रा.लि.	जल्दिगाड जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ ०५
३९.	हाइड्रो सपोर्ट प्रा.लि.	मध्य कालिगण्डकी जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ ०५
४०.	हब पावर प्रा.लि.	लोवर न्यादी जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ १८
४१.	वाटर इनर्जी डेभलपमेन्ट प्रा.लि.	माछा खोला जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ १८
४२.	गुल्मी हाइड्रो प्रा.लि.	तल्लो रूपसे खोला जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ १८
४३.	सानिमा जुम हाइड्रोपावर लि.	जुम खोला जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ १८
४४.	ठूलो खोला हाइड्रोपावर लि.	ठूलो खोला जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ १८

क्र. सं.	विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताका पक्षहरू	आयोजना	निर्णय मिति
४५.	बलेफी इनर्जी प्रा.लि.	बलेफी खोला जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ ३२
४६.	बुढीगण्डकी हाइड्रोपावर कम्पनी प्रा.लि.	सुपर माछा खोला जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ ३२
४७.	हिमालयन इन्जिनियरिङ्ग एण्ड इनर्जी प्रा.लि.	अरुण खोला २ जलविद्युत आयोजना	२०८० ज्येष्ठ ३२
४८.	श्री एक्सपर्ट हाइड्रो इन्भेष्टमेन्ट प्रा.लि.	सानी भेरी जलविद्युत आयोजना (४४.५२ मे.वा.)	२०८० आषाढ १३
४९.	श्री ह्याप्पी इनर्जी प्रा.लि.	माथिल्लो संखुवाखोला जलविद्युत आयोजना (४० मे.वा.)	२०८० आषाढ १३
५०.	अपर सेती हाइड्रो प्रा.लि.	सेती खोला जलविद्युत आयोजना (२० मे.वा.)	२०८० आषाढ १३
५१.	सुपर बाग्मती हाइड्रोपावर प्रा.लि.	सुपर तल्लो बाग्मती जलविद्युत आयोजना (४१.३१४ मे.वा.)	२०८० आषाढ १३
५२.	पिस इनर्जी कम्पनी प्रा.लि.	माथिल्लो काबेली जलविद्युत आयोजना (२८.१ मे.वा.)	२०८० आषाढ २६
५३.	हिमशिला पावर कम्पनी प्रा.लि.	माथिल्लो गशलिखोला जलविद्युत आयोजना (४.५ मे.वा.)	२०८० आषाढ २६
५४.	बज्र इनर्जी भेन्चर्स प्रा.लि.	बज्र मादी जलविद्युत आयोजना (२४.८० मे.वा.)	२०८० आषाढ २६
५५.	अन्नपूर्ण पावर कम्पनी प्रा.लि.	अप्पर मादी जलविद्युत आयोजना (४३ मे.वा.)	२०८० आषाढ २६
५६.	गणेश हिमाल हाइड्रोपावर प्रा.लि.	आँखुखोला २ जलविद्युत आयोजना (२० मे.वा.)	२०८० आषाढ २६
५७.	किष्टल पावर डेभलपमेन्ट प्रा.लि.	सुपर तमोर जलविद्युत आयोजना (१६६ मे.वा.)	२०८० आषाढ २६
५८.	समृद्धि इनर्जी लि.	बझाङ्ग माथिल्लो सेती जलविद्युत आयोजना (२१६ मे.वा.)	२०८० आषाढ २६
५९.	लिबर्टी इनर्जी कम्पनी लि.	लेदो खोला जलविद्युत आयोजना (१.६ मे.वा.)	२०८० आषाढ २६
६०.	हाइड्रो इम्पायर प्रा.लि.	माथिल्लो म्याग्दी जलविद्युत आयोजना (३७ मे.वा.)	२०८० आषाढ २९
६१.	मेन्छियाम हाइड्रोपावर लि.	माथिल्लो पिलुवा खोला १ जलविद्युत आयोजना (७.७ मे.वा.)	२०८० आषाढ २९

३.६. शेयर संरचना परिवर्तनमा पूर्वस्वीकृति

आ.व. २०७९/८० मा आयोगद्वारा ऐन, नियमावली तथा विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६ को व्यवस्थाबमोजिम निम्न बाईस (२२) वटा कम्पनीलाई शेयर संरचनामा परिवर्तन गर्ने सम्बन्धमा पूर्वस्वीकृति प्रदान गरिएको छ ।

क्र. सं.	कम्पनीको नाम, ठेगाना	निर्णय मिति
१.	शिल्क पावर प्रा.लि.	२०७९ श्रावण १८
२.	संयुक्त ऊर्जा प्रा.लि.	२०७९ श्रावण १८
३.	सोलु हाइड्रोपावर कम्पनी प्रा.लि.	२०७९ श्रावण १८
४.	माथिल्लो मैलुङ खोला जलविद्युत लि.	२०७९ श्रावण २६
५.	सानीमा जुम हाइड्रोपावर लि.	२०७९ भाद्र ०८

क्र. सं.	कम्पनीको नाम, ठेगाना	निर्णय मिति
६.	मेन्छियाम हाइड्रोपावर लि.	२०७९ भाद्र २७
७.	सानीमा हाइड्रोपावर लि.	२०७९ मंसिर १६
८.	बेनी हाइड्रो प्रोजेक्ट लि.	२०७९ माघ १२
९.	शिखर पावर डेभलपमेन्ट लि.	२०७९ माघ १२
१०.	भिजन लुम्बिनी कम्पनी लि.	२०७९ माघ १२
११.	सोलु हाइड्रोपावर लि.	२०७९ माघ १२
१२.	नर्थ समिट हाइड्रोपावर प्रा.लि.	२०७९ फागुन १०
१३.	विकास हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	२०७९ फागुन १६
१४.	सिभिल हाइड्रोपावर प्रा.लि.	२०७९ फागुन २६
१५.	कालिका पावर कम्पनी लि.	२०७९ चैत्र ०६
१६.	विजवेल इनर्जी प्रा.लि.	२०७९ चैत्र ३०
१७.	नेपाल पोर्टफोलियो इनर्जी प्रा.लि.	२०७९ चैत्र ३०
१८.	भुजुङ्ग हाइड्रोपावर लि.	२०७९ चैत्र ३०
१९.	हिमाली हाइड्रो फण्ड लि.	२०८० ज्येष्ठ ०५
२०.	शैलेश्वरी पावर नेपाल प्रा.लि.	२०८० ज्येष्ठ १८
२१.	भुजुङ्ग हाइड्रोपावर लि.	२०८० असार २६
२२.	सिद्धि हाइड्रोपावर कम्पनी प्रा.लि.	२०८० असार २६

३.७. प्राथमिक तथा हकप्रद शेयर निष्काशन सम्बन्धमा आयोगद्वारा दिइएका पूर्वस्वीकृति

आ.व. २०७९/८० मा आयोगद्वारा विद्युतसम्बन्धी कम्पनिको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८ को व्यवस्थाबमोजिम निम्न चौँतीस (३४) वटा कम्पनीलाई प्राथमिक, हकप्रद र बोनस शेयर निष्काशनको लागि पूर्वस्वीकृति प्रदान गरिएको छ ।

क्र. सं.	कम्पनीको नाम, ठेगाना	निष्कासनको प्रकार	निर्णय मिति
१.	दोल्ती पावर कम्पनी लि.	प्राथमिक	२०७९/०५/०८
२.	सगरमाथा जलविद्युत कम्पनी लि.	प्राथमिक	२०७९/०५/०८
३.	मोदी इनर्जी लि.	प्राथमिक	२०७९/०५/०८
४.	माई खोला हाइड्रोपावर लि.	प्राथमिक	२०७९/०५/०८
५.	अरुण काबेली पावर लि.	हकप्रद	२०७९/०५/०८
६.	जोसी हाइड्रोपावर डेभलपमेन्ट कम्पनी लि.	हकप्रद	२०७९/०६/०७
७.	भगवती हाइड्रोपावर डेभलपमेन्ट कम्पनी लि.	प्राथमिक	२०७९/०६/०७
८.	अप्पर लोहोरे खोला हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	प्राथमिक	२०७९/०६/०७
९.	नेशनल हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	हकप्रद	२०७९/०७/०४
१०.	अरुण काबेली पावर लि.	बोनस शेयर	२०७९/०७/०४
११.	माण्डु हाइड्रोपावर लि.	प्राथमिक	२०७९/०९/०८

क्र. सं.	कम्पनीको नाम, ठेगाना	निष्कासनको प्रकार	निर्णय मिति
१२.	हिमाल दोलखा हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	हकप्रद	२०७९/०९/१८
१३.	मिडसोलु हाइड्रोपावर लि.	प्राथमिक	२०७९/०९/२६
१४.	अरुण भ्याली हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	बोनस शेयर	२०७९/०९/२६
१५.	रिडी पावर कम्पनी लि.	बोनस र नगद लाभाशं	२०७९/०९/२६
१६.	अपी पावर कम्पनी लि.	बोनस शेयर	२०७९/०९/२६
१७.	माथिल्लो मैलुङ्ग खोला जलविद्युत लि.	प्राथमिक	२०७९/०९/२६
१८.	सिनर्जी पावर डेभलपमेन्ट लि.	प्राथमिक	२०७९/१०/१२
१९.	मनकामना इन्जिनियरिङ्ग हाइड्रोपावर लि.	प्राथमिक	२०७९/१०/१२
२०.	युनाइटेड मोदी हाइड्रोपावर लि.	बोनस शेयर	२०७९/११/१६
२१.	अपर तामाकोशी हाइड्रोपावर लि.	हकप्रद	२०७९/११/१६
२२.	भिजन लुम्बिनी ऊर्जा कम्पनी लि.	प्राथमिक	२०७९/११/१६
२३.	अपी पावर कम्पनी लि.	हकप्रद	२०७९/११/२६
२४.	हिमस्टार ऊर्जा कम्पनी लि.	प्राथमिक	२०८०/०१/१५
२५.	हिम स्टार ऊर्जा कम्पनी लि.	प्राथमिक	२०८०/०२/०५
२६.	बेनी हाइड्रोपावर प्रोजेक्ट लि.	प्राथमिक	२०८०/०२/०५
२७.	सानिमा हाइड्रोपावर लि.	प्राथमिक	२०८०/०२/१८
२८.	छ्याङ्दी हाइड्रोपावर लि.	प्राथमिक	२०८०/०२/१८
२९.	आँखुखोला जलविद्युत कम्पनी लि.	प्राथमिक	२०८०/०२/१८
३०.	घलेम्दी हाइड्रो लिमिटेड	प्राथमिक	२०८०/०३/१३
३१.	अरुण भ्याली हाइड्रोपावर डेभलपमेन्ट कम्पनी लि.	प्राथमिक	२०८०/०३/२६
३२.	सिंगटी हाइड्रो इनर्जी लिमिटेड	प्राथमिक	२०८०/०३/२६
३३.	हिमालय ऊर्जा विकास कम्पनी लि.	प्राथमिक	२०८०/०३/२६
३४.	दरमखोला हाइड्रो इनर्जी लिमिटेड	प्राथमिक	२०८०/०३/२९

३.८. इ-फाइलिङ प्रणालीको निर्माण

यस सूचना, सञ्चार तथा प्रविधिको युगमा, विद्युत नियमन आयोग प्रविधिको प्रयोगमार्फत आफुलाई प्रविधि मैत्रीरूपमा स्तरोन्नति गरी आफ्नो सेवा प्रवाहलाई सरल, पारदर्शी, तथा छरितो गराउन तत्पर रहेको छ । आयोगको सम्पूर्ण काम कारबाहीलाई प्रविधि मैत्री तथा डिजिटलाइज्ड बनाउने आयोगको दीर्घकालीन नीति समेत रहिआएको छ । यसै नीतिबमोजिम आयोगद्वारा आ.व.२०७८/७९ मा आयोगका प्रक्रिया तथा कार्यविधिलाई डिजिटलाइज्ड गर्ने हेतु e-filing प्रणालीको विकास गरिएको छ । यस प्रणालीअन्तर्गत हाल विद्युत अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीहरूले आयोगसमक्ष कुनै किसिमका निवेदन पेस गर्नु अघि आयोगको विद्युतीय e-filing प्रणालीमार्फत कागजातहरू पेश गर्नुपर्ने व्यवस्था गरिएको छ । तथापी, उक्त प्रणालीमा थप

विशेषताहरू समायोजन गर्नुपर्ने भएकाले समायोजनपश्चात उक्त प्रणाली सञ्चालनमा ल्याउने योजना बनाइएको छ ।

त्यस्तै आगामी कार्यदिशाअन्तर्गत विद्युत खरिद बिक्रीसम्बन्धी, विद्युत अनुमति पत्र प्राप्त व्यक्ति वा संस्थाको सार्वजनिक शेयर निष्काशनसम्बन्धी र विद्युत अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति तथा संस्थाहरू एक आपसमा गाभिन, मिल्न, शेयर खरिद, शेयर संरचना परिवर्तन तथा प्राप्ति र ग्रहणसम्बन्धी सम्पूर्ण कार्यहरू डिजिटल प्रणालीमा आबद्ध गराउने क्रममा आयोग अग्रसर रहेको छ । प्रणालीमा थप विशेषताहरू समायोजन गरी र निवेदनउपर भइरहेको कारबाहीका सम्बन्धमा जानकारी प्राप्त गर्न सक्ने गरी यस प्रणालीलाई थप प्रयोगकर्ता मैत्रीरूपमा विकास गर्ने परिकल्पना गरिएको छ ।

३.९. नियामकीय मार्गचित्र (Regulatory Roadmap) को तर्जुमा

जनशक्तिको उपलब्धता, श्रोत परिचालनको सम्भाव्यता, आयोगको क्षेत्राधिकार भित्रका विषयका गहनताहरू तथा विद्युत क्षेत्रको आवश्यकतालाई मध्यनजर गर्दै चरणबद्धरूपमा आफ्ना गतिविधिहरूलाई प्राथमिकीकरण गरी अघि बढिरहेको आयोगद्वारा ऐन तथा नियमावलीले निर्दिष्ट गरेका जिम्मेवारी वहन गर्ने कार्य एकैपटकमा नभई योजनाबद्धरूपमा विभिन्न चरणमा वहन गरिएको छ । आयोगले योजनाबद्ध एवं चरणबद्धरूपले आफ्नो पूर्ण क्षमतामा नियामकीय जिम्मेवारी वहन गर्नुतर्फ उन्मुख हुँदा मार्गदर्शक दस्तावेजको रूपमा प्रयोग गर्ने हेतुले आफ्नो नियामकीय मार्गचित्रको तर्जुमा गरेको हो । आयोगको नियामकीय मार्गचित्र यस प्रतिवेदनको अनुसूची-३.९ मा संलग्न गरिएको छ ।

३.१०. राष्ट्रिय सभा - दिगो विकास तथा सुशासन समितिमा राय/सुझावहरू प्रदान

गत वर्ष २०७९/०३/०८ मा राष्ट्रिय सभाको दिगो विकास तथा सुशासन समितिद्वारा दिगो विकास लक्ष्य-७ (Sustainable Development Goals-7) मा उल्लेख गरिएको 'भरपर्दो, दिगो र आधुनिक उर्जामा सबैको पहुँच सुनिश्चित गर्ने' सम्बन्धित विषयमा आयोजना गरिएको छलफल कार्यक्रममा आमन्त्रित भई बोल्ने क्रममा आयोगका अध्यक्षज्यूले नेपालमा विद्युतको खपत वृद्धि गर्न अपनाउन सकिने उपायहरूको सम्बन्धमा सुझाव पेश गर्नुभएको थियो । छलफलका क्रममा, नेपालमा विद्युतको खपत बढाउन पेट्रोलियम इन्धनबाट चल्ने सवारी साधनलाई विद्युतीय उर्जाबाट चल्ने गरी रूपान्तरण गर्ने, ग्रीन हाइड्रोजन प्लान्ट स्थापना गर्ने, मल कारखाना स्थापना गर्ने र विद्युतीय चुल्हो संयोजन केन्द्र (Assembly Plant) स्थापना गर्ने विषयहरूमा जोड दिइएको थियो । जलश्रोतको प्रयोगमार्फत नेपालले विद्युत उत्पादनमा वृद्धि हासिल गर्दैगर्दा विद्युतको निर्यातका साथै आन्तरिक खपतमा पनि जोड दिनुपर्ने आवाज उठिरहेको सन्दर्भमा आयोगले उक्त सुझावहरू पेश गरेको थियो । छलफलका क्रममा पेश गरिएका सुझावलाई आयोगले प्रारम्भिकरूपको अध्ययन तथा विश्लेषणसहित लिखितरूपमा समेत दिगो विकास तथा सुशासन समितिमा पेश गरेको थियो ।

उपर्युक्त सुझावहरूको सार-संक्षेप देहायबमोजिम रहेको छ :

१. नेपाल सरकारले विद्युतीय चुल्होलाई सहजरूपमा घरेलु प्रयोजनको लागि उपलब्ध गराउन प्रतिबद्ध रहेको देखिए तापनि विद्युतीय चुल्होहरू विदेशबाट आयात गर्नुपर्ने भएकाले राष्ट्रको अर्थतन्त्रलाई अपेक्षित लाभ सिर्जित हुन कठिन रहेको छ । यस अवस्थामा स्वदेशमै विद्युतीय चुल्हो संयोजन केन्द्र (एसेम्बलिङ प्लान्ट) स्थापना गर्ने तर्फ आवश्यक नीति निर्माण तथा कानूनी मार्ग प्रशस्त हुनुपर्ने देखिन्छ । यसका लागि, विद्युतीय चुल्होसम्बन्धी प्लान्टको लागि आवश्यक पर्ने उपकरणहरूमा लाग्ने कर तथा मर्मत सम्भार

समेतको लागि आवश्यक छुट दिनसमेत पहल गर्नुपर्ने देखिन्छ । यो कार्य पब्लिक प्राइभेट पार्टनरशिप (PPP) मोडेलमा गर्ने र संस्थानहरू समेतलाई सहभागी गराउन उपयुक्त हुने देखिन्छ ।

२. आयातित इन्धनबाट चल्ने ट्याक्सीहरूलाई विद्युतीय ट्याक्सीमा रूपान्तरण गर्नको लागि रूपान्तरण केन्द्र (प्लान्ट) स्थापना गरी सञ्चालन गर्न सकेमा नेपालले प्रथम वर्षमा नै रू. १.४८ अर्ब बराबरको इन्धन खर्चमा कटौटी गर्न सक्ने र नेपालको कार्बन डाईअक्साइड उत्सर्जन करिब ३ करोड ६९ लाख किलोग्रामले घटाउन सकिने देखिन्छ ।

३. हरित हाइड्रोजनसम्बन्धी प्रविधि अझै पनि विकासको क्रममा रहेको भए तापनि नेपालले Early Adopter को रूपमा यस प्रविधिको प्रयोग गर्न सके आयातित डिजेल, पेट्रोल, LPG आदि कम गर्दै यसरी उत्पादन भएको हाइड्रोजन उड्डयन क्षेत्र, विद्युतीय सवारी साधन, कल-कारखाना आदि जस्ता क्षेत्रमा प्रयोग गर्न सकिने मात्र नभई निर्यात समेत गर्न सक्ने सम्भावना देखिन्छ ।

४. नेपालभरिका उद्योगहरूमा प्रयोग हुने अधिकांश बोइलरहरू जैविक इन्धनबाट चल्ने र ती बोइलरहरूलाई स्वदेशमै उत्पादन हुने विद्युतको उपयोगबाट सञ्चालन गर्न सके विद्युतको उपभोगमा वृद्धि हुने देखिन्छ । त्यस्ता बोइलरहरूलाई विद्युतीय बोइलरमा परिणत गरिएमा वार्षिकरूपमा करिब १४०० मेगावाट बराबरको विद्युतको खपत बढाउन सकिने आँकलन गरिएको छ ।

५. नेपालमा जलविद्युतको प्रयोग मार्फत हाइड्रोजन तथा हावाबाट नाइट्रोजन ग्यास उत्पादन गरी युरिया मल उत्पादन गर्न सकिन्छ ।

३.११. पावर समिट २०२३ (Power Summit '23) मा सहभागिता

ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय, नेपाल सरकारको अभिभावकत्वमा स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूको संस्था, नेपाल आयोजक तथा लगानी बोर्ड, नेपालको सह-आयोजकत्वको रूपमा बैशाख ५ र ६ गते काठमाडौँमा आयोजना भएको पावर समिट २०२३ (Power Summit '23) मा आयोगले सक्रिय सहभागिता जनाएको थियो । उक्त समिटमा “Policy and Regulatory Dialogue” नामक सत्र आयोगका अध्यक्ष माननीय दिल्ली बहादुर सिंहज्यूको अध्यक्षतामा सञ्चालन भएको थियो जसमा आयोगका सचिव श्री गोकर्णराज पन्थज्यूले वक्ताको रूपमा विद्युत क्षेत्रको नियामकीय निकायको रूपमा आयोगको भूमिकाको बारेमा आफ्ना विचारहरू व्यक्त गर्नुभएको थियो । साथै सचिवज्यूले आयोगले स्थापनाकालदेखि गरेका कार्यहरू र भविष्यमा गर्ने कार्ययोजनाहरूलाई पेश गर्नुभएको थियो । त्यसैगरी अध्यक्षज्यूले नेपालको समस्त ऊर्जा क्षेत्रको विकासका लागि आयोगले अभिभावकीय भूमिका निर्वाह गर्दै आएको र निकट भविष्यमा नै परिकल्पना गरिएको समृद्ध नेपालको नारा ऊर्जा क्षेत्र र यसको विकासबाटै हासिल गर्न सकिने भन्दै सकारात्मक र आशावादी विचार एवं धारणा राख्नुभएको थियो । पावर समिटको समापन कार्यक्रममा पनि आयोगका माननीय अध्यक्षज्यूले समापन टिप्पणी पनि पेश गर्नुभएको थियो । उक्त दुई दिने समिट नेपाल सरकारका प्रधानमन्त्रीज्यूले उद्घाटन र ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रीज्यूले समापन गर्नुभएको थियो ।

३.१२. अन्तर्राष्ट्रिय कार्यशाला, प्रशिक्षण एवं सम्मेलनमा सहभागिता

गत आर्थिक वर्षमा आयोगका पदाधिकारी तथा कर्मचारीहरूले विभिन्न अन्तर्राष्ट्रिय कार्यशाला एवं सम्मेलनमा सहभागिता जनाएका थिए ।

क्र.सं.	आयोजित राष्ट्र	कार्यशाला / प्रशिक्षण / सम्मेलन	मिति	सहभागि
१.	भारत, वडोदारा	South Asia Energy Sector Training and Capacity Building Program on Energy Regulation for Energy Co-operation and Exchange of Electricity on South Asia		
		(1) Planning, Operation, and Integration of Power System	भाद्र ६ - ९, २०७९	१. श्री रामेश्वर प्रसाद कलवार - सदस्य २. श्री कल्प मोहन सोती - सि.डि.ई. ३. श्री सुरेश श्रेष्ठ - ईन्जिनियर
		(2) Tariff and Licensing	भाद्र १३ - १६, २०७९	१. श्री दिल्ली बहादुर सिंह - अध्यक्ष २. श्री गौतम डंगोल - सदस्य ३. श्री गोकर्ण राज पन्थ - सचिव
		(3) Power Exchange and Trading	भाद्र २० - २३, २०७९	१. श्री भागीरथी भट्टराई (ज्ञवाली) - सदस्य २. श्री गौतम डंगोल - सदस्य ३. श्री गोकर्ण राज पन्थ - सचिव ४. श्री श्यामहरी बिजुक्षे - लेखा अधिकृत
२	कजाकस्तान	Peer-to-Peer Exchange Visit to Kazakhstan on Renewable Energy Auctions	बैशाख ३ - ८, २०८०	१. श्री भागीरथी भट्टराई (ज्ञवाली) - सदस्य
३	भारत, अहमदाबाद	21st SAFIR Core Course	ज्येष्ठ २१ - २६, २०८०	१. श्री गोकर्ण राज पन्थ - सचिव

३.१३. राष्ट्रिय तथा अन्तर्राष्ट्रिय निकायका प्रतिवेदनमा राय/सुझावहरू प्रदान

आयोगले आ.व. २०७९/८० मा विभिन्न किसिमका राष्ट्रिय तथा अन्तर्राष्ट्रिय निकायका प्रतिवेदनमा राय तथा सुझावहरू प्रदान गरेको छ।

३.१३.१. राष्ट्रिय

(क) ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय, नेपाल सरकारलाई 'ऊर्जा खपत वृद्धि तथा खनिज इन्धन विस्थापन कार्ययोजना' मा राय सुझाव

नेपालको परिप्रेक्ष्यमा विद्युत क्षेत्रको विकास राष्ट्रिय तथा क्षेत्रीय रूपमा खनिज इन्धन विस्थापनको लागि सहायक हुने तथ्यलाई मध्यनजर गरी विद्युत क्षेत्रको विकास गर्ने कार्यलाई थप तदारुकता प्रदान गर्ने उद्देश्यसमेत राखी

तयार गरिएको अवधारणा सान्दर्भिक देखिन्छ। विद्युत वितरण प्रणालीको विकास गर्दा विद्युत प्रवाहको गुणस्तर तथा विश्वसनियता महत्वपूर्ण हुने भएकाले वितरण प्रणाली गुरुयोजना बनाई प्रस्तावित कार्ययोजनाले औँल्याएका कुराहरूलाई सोसँग समन्वयात्मक रूपमा लागु गर्दा उपयुक्त हुने देखिन्छ । यस अवधारणा लागु गर्दा फेज वाइज Short-term, Medium-term, Long-term उल्लेख हुँदा कार्यान्वयनमा सहजता हुने देखिन्छ। हाइड्रोजन इनर्जीलाई थप प्रोत्साहन गर्न विद्युत नियमन आयोगबाट विद्युत सुपथ मूल्यमा उपलब्ध गराउने तर्फ आयोग सकारात्मक रहने प्रतिबद्धता पनि जनाएको छ।

प्राकृतिक इन्धन उपर चलिरहेका सवारी साधन (माइक्रोवस, टयाक्सी, कार, मोटरसाइकल) लाई विद्युतीय श्रोतबाट चल्ने गरी रूपान्तरण गर्न प्रोत्साहन हुने र बिस्तारै विस्थापनको नीति लिँदा ऊर्जा खपत वृद्धि कार्यक्रम थप प्रभावकारी हुने धारणा राख्दै आयोगद्वारा उक्त कार्ययोजनालाई सुक्ष्म अध्ययन गरी निम्न सूचिकृत तरिकाले ऊर्जा खपत वृद्धि गर्न सकिने सुझाव दिइएको छ :

१. सबै किसिमका उपभोक्तालाई सहुलियत दरमा विद्युत महशुल कायम हुन उपयुक्त देखिएको छ।

२. पेट्रोल तथा डिजेलबाट चल्ने सवारी साधनको Refueling Time तथा विद्युतीय सवारीसाधनको Recharging Time फरक हुने हुँदा कार्ययोजनामा प्रस्तावित व्यवस्थालाई अनिवार्य नगरी प्रोत्साहन गर्ने नीति लिनु उपयुक्त हुने भनी आयोगले राय प्रदान गरेको छ। साथै, विद्युतीय सवारीसाधन प्रयोगमा वृद्धि गर्न मानिसहरूले समय व्यतित गर्ने स्थान जस्तै, होटेल, रेस्टुराँ, सुपरमार्केट, सपिङ मल, राजमार्ग छेउमा सञ्चालन हुने खाजा घर, मनोरञ्जन केन्द्र, आदि स्थानमा चार्जिङ स्टेसन राख्न प्रोत्साहन गर्नु बढी उपयुक्त हुने सुझाव दिएको छ।

३. कार्ययोजनामा "ट्रलीबस सञ्चालनको लागि महानगर तथा अन्य सम्भावित क्षेत्रहरूमा आवश्यक पूर्वाधार तयार तथा स्तरोन्नति गर्ने" व्यवस्था गर्न बढी उपयुक्त हुने सुझाव प्रदान गरिएको छ।

४. रोप-वे तथा केबलकार प्रविधिको प्रयोगमार्फत विद्युत खपत वृद्धि तथा खनिज इन्धन न्यूनीकरणको सम्भावनाबारे यथाशीघ्र अध्ययन गरी कार्यान्वयन गर्ने व्यवस्था समेत यस कार्ययोजनामा थप गर्न उपयुक्त हुने सुझाव आयोगले दिएको छ।

(ख) क्षेत्रीय विद्युत व्यापारमा नेपालको हित सुरक्षा गर्न सुझावहरू

विभिन्न तथ्य एवं पूर्वानुमानअनुसार निकट भविष्यमा नै नेपालले वर्षैभरि विद्युत निर्यात गर्न सक्ने क्षमता हासिल गर्ने भएका कारण नेपालको विद्युतको लागि दीर्घकालीन बजार खोज्नु अत्यन्त जरुरी रहेको देखिन्छ। यसै परिप्रेक्ष्यमा आयोगद्वारा परराष्ट्र मन्त्रालय, नेपाल सरकारलाई क्षेत्रीय विद्युत व्यापारमा नेपालको हित सुरक्षा गर्न विभिन्न सुझावहरू पेश गरिएको छ।

(ग) नेपाल धितोपत्र बोर्डद्वारा सरोकारवालाहरूको राय तथा सुझाव माग्दै आयोग समक्ष पेश गरिएको *साना तथा मझौला सङ्गठित संस्थाको धितोपत्र निष्काशन तथा कारोबार सम्बन्धी नियमावली, २०७९* मस्यौदामा दिइएका सुझावहरू:

नेपाल धितोपत्र बोर्डद्वारा जारी हुने *साना तथा मझौला सङ्गठित संस्थाको धितोपत्र निष्काशन तथा कारोबारसम्बन्धी नियमावली, २०७९* को मस्यौदामा आयोगद्वारा विभिन्न निम्न सुझावहरू दिइएका छन् :

१. साविकमा प्राइभेट लिमिटेड कम्पनीको रूपमा दर्ता भई कारोबार सञ्चालन गरेको कम्तीमा दुई आर्थिक वर्ष पूरा गरी पब्लिक लिमिटेड कम्पनीमा परिणत भएको कम्पनीको हकमा पब्लिक लिमिटेड कम्पनीको रूपमा एक आर्थिक वर्ष पूरा हुन आवश्यक नपर्ने हालको व्यवस्थामा आयोगले एक आर्थिक वर्ष पूरा हुन आवश्यक रहन्छ भनी राय दिएको छ। यस विषयमा सार्वजनिक निष्काशनमा जाने कम्पनीले आफ्नो आर्थिक विवरण सर्वसाधारण जनताको सामु पेश गरेर विश्वसनीयता प्रस्तुत गर्नुपर्ने रहन्छ भनी धारणा राखेको ।

२. रेटिङ गर्न अनिवार्य नहुने मस्यौदामा हालको व्यवस्थामा क्रेडिट रेटिङ गर्न अनिवार्य गर्नुपर्ने राय तथा सुझाव प्रदान गरेको ।

३. आवेदकले निष्काशन गरिने शेयरमध्ये न्यूनतम दुई सय पचास कित्ता खरिदको लागि दरखास्त दिनुपर्नेछ भन्ने हालको व्यवस्थामा उक्त प्रावधानले सर्वसाधारणहरूलाई आर्थिक हैसियतका आधारमा वर्गीकरण गर्न खोजिएको धारणा राख्दै प्रचलित अभ्यास तथा व्यवस्थालाई मध्यनजर गर्दै हाल आवेदकले न्यूनतम दश कित्ता खरिदको लागि दरखास्त दिन सक्ने व्यवस्था नै उपयुक्त रहने सुझाव दिएको ।

४. सर्वसाधारणका लागि प्राथमिक सार्वजनिक निष्काशन गरिएको धितोपत्रबाहेक अन्य धितोपत्र सङ्गठित संस्थाले सर्वसाधारणका समूहको लागि प्राथमिक सार्वजनिक निष्काशन गरी शेयर बाँडफाँड भएको मितिले पाँच वर्षको अवधि पूरा नभई बिक्री गर्न पाइने छैन भन्ने हालको व्यवस्थामा धितोपत्र दर्ता तथा निष्काशन नियमावली, २०७३ को दफा ९ (६) मा उल्लेखित लक-इन समयावधि तीन (३) वर्ष रहने प्रावधान रहेकाले उक्त प्रस्तावउपर थप छलफल गर्नुपर्ने सुझाव दिएको छ ।

३.१३.२. अन्तर्राष्ट्रिय

(घ) SAFIR को संयुक्त कार्यदलद्वारा *"Initial Review of Country Regulations to Scale-up Market-Based Trade and Enable the Transition to a Regional Electricity Market Design in South Asia Region"* शीर्षकको प्रतिवेदनमा सुझाव

South Asian Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR) को संयुक्त कार्यदलद्वारा निर्माण गरी सरोकारवालाहरूको राय तथा सुझावको लागि प्राप्त भएको ***Initial Review of Country Regulations to Scale-up Market-Based Trade and Enable the Transition to a Regional Electricity Market Design in South Asia Region*** नामक प्रतिवेदनमा आयोगद्वारा दक्षिण एशिया क्षेत्रमा क्षेत्रीय विद्युत बजारको निर्माणका लागि आन्तरिक तथा अन्तर्देशीय प्रसारण पूर्वाधारमा लगानी, देशभित्रको कानुनी तथा नियामकीय व्यवस्थाहरूको सुदृढीकरण, आन्तरिक ऊर्जा क्षेत्रको सुधार, निष्पक्षरूपमा प्रसारण लाइनमा खुला पहुँच, प्रसारण महशुलसम्बन्धी ठोस प्रावधान, विषयमा राय /सुझाव पठाइएको थियो ।

(ङ) SARI/EI द्वारा *"South Asia Energy/Electricity Regulations to Develop Regulatory Road Map for Electricity/Energy Exchange and Energy Cooperation (EC) among South Asian Countries"* शीर्षकको प्रतिवेदनमा राय तथा सुझाव

SARI/EI द्वारा निर्माण गरी सरोकारवालाहरूको राय तथा सुझावको लागि प्राप्त भएको ***South Asia Energy/Electricity Regulations to Develop Regulatory Road Map for Electricity/Energy Exchange and Energy Cooperation (EC) among South Asian Countries*** नामक प्रतिवेदनमा आयोगद्वारा पूर्ण क्षमतामा प्रयोग नभएका डेडिकेटेड लाइनहरूलाई खुला पहुँचको लागि निश्चित समयसम्म

सःशुल्क उपलब्ध हुनुपर्ने सुझाव व्यक्त गरेको छ। त्यसैगरी, आयोगले लामो अवधिको खुला पहुँचको नवीकरण गर्नुपर्ने प्रावधान, Open Access Nodal Agency द्वारा खुला पहुँचका निवेदनहरूको विस्तृत जानकारी प्रकाशन गर्नुपर्ने समयावधि, सीमापार विद्युत व्यापार प्रसारण सेवा प्रदायकद्वारा जडित मिटर र प्रसारण सेवा प्रदायकद्वारा जडित मिटर रिडिङ गर्दा उत्पन्न हुन सक्ने विवाद समाधान सम्बन्धित विभिन्न विषयमा जिज्ञासा राखेको छ।

(च) SARI/EI द्वारा *"Study On Transition From Bilateral To Trilateral And Multilateral Power Trade In South Asia"* शीर्षकको प्रतिवेदनमा राय तथा सुझाव

SARI/EI द्वारा निर्माण गरी सरोकारवालाहरूको राय तथा सुझावको लागि प्राप्त भएको ***Study On Transition From Bilateral To Trilateral And Multilateral Power Trade In South Asia*** नामक प्रतिवेदनमा दक्षिण एशियाली क्षेत्रका कुनै दुई देशहरूबीच हुने अन्तर्देशीय विद्युत प्रसारणको लागि (चाहिएको खण्डमा) तेस्रो मुलुकमा प्रसारण लाइनको निर्माण गर्नुपर्ने देखिएमा यस प्रकारको प्रसारणको स्वीकृतिका निमित्त संलग्न सदस्य देशहरूले आ-आफ्नो प्रक्रिया तथा शर्तहरू निर्माण गर्नुपर्ने छ भन्ने व्यवस्था उल्लेख गरिएकोमा आयोगद्वारा कुनै पनि मुलुकबाट प्रशारण लाइन लैजान र निर्माण गर्न कुनै अर्को देशले प्रक्रिया तथा शर्तहरू तोक्न जायज नहुने हुँदा सो व्यवस्थालाई थप स्पष्ट पार्नुपर्ने राय प्रदान गरिएको थियो।

३.१४. अनुगमनसम्बन्धी कार्यहरू

विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १७ ले निर्दिष्ट गरेको जाँचबुझ तथा निरीक्षण गर्ने अधिकार एवं जिम्मेवारी बमोजिम आ.व. २०७९/८० मा निम्न आयोजनाहरूको स्थलगत अनुगमन गरेको थियो।

क.सं.	अनुगमनकर्ता	मिति	आयोजना
१.	श्री गोकर्ण राज पन्थ, सचिव	कार्तिक ०९ - १६, २०७९	बुटवल ग्रिड कनेक्टेड सोलार, रूपन्देही सुपर दोर्दी 'ख' ज.वि.आ., लमजुङ
२.	श्री भागीरथी भट्टराई (ज्ञवाली), सदस्य श्री सुरेश श्रेष्ठ, इन्जिनियर	कार्तिक २३ - २९, २०७९	माईखोला साना ज.वि.आ., ४.५ मे.वा. माई साना क्यास्केड ज.वि.आ., ८ मे.वा.
३.	श्री गोकर्ण राज पन्थ, सचिव	कार्तिक २८ - ३०, २०७९	माथिल्लो त्रिशुली १ ज.वि.आ., रसुवा
४.	श्री गौतम डंगोल, सदस्य श्री श्यामहरि बिजुक्षे, लेखा अधिकृत	पौष ०३ - ०६, २०७९	तल्लो मोदी खोला हाइड्रोपावर प्रोजेक्ट विजयपुर १ साना ज.वि.आ.
५	श्री गौतम डंगोल, सदस्य	माघ १५ - २१, २०७९	सानिमा माई ज.वि.आ.
६.	श्री भागीरथी भट्टराई (ज्ञवाली), सदस्य	माघ २० - २५, २०७९	बुटवल ग्रिड कनेक्टेड सोलार, ८.५ मे.वा. रिडी ज.वि.आ.
७.	श्री गौतम डंगोल, सदस्य	फाल्गुन १७ - २०, २०७९	अपर तामाकोशी ज.वि.आ.

			रोल्वालिङ्ग ज.वि.आ.
८.	श्री गोकर्ण राज पन्थ, सचिव	फाल्गुन २९ - चैत्र ०२, २०७९	सेती खोला ज.वि.आ.
९.	श्री भागीरथी भट्टराई (ज्ञवाली), सदस्य श्री श्यामहरि बिजुक्षे, लेखा अधिकृत श्री पूजा आचार्य, खरिदार	चैत्र २० - २६, २०७९	जोशी हाइड्रोपावर डेभलपमेन्ट कम्पनी लिमिटेड, ईलाम सानिमा मिडिल तमोर हाइड्रोपावर, ताप्लेजुङ
१०.	श्री भागीरथी भट्टराई (ज्ञवाली), सदस्य	वैशाख १७ - २३, २०८०	हुग्दी खोला ज.वि.आ. (रुरु हाइड्रोपावर)
११.	श्री दिल्ली बहादुर सिंह, अध्यक्ष	ज्येष्ठ २१ - २८, २०८०	मनाङ्ग मर्स्याङदी ज.वि.आ.

उपर्युक्त स्थलगत निरीक्षण भ्रमणहरूको संक्षिप्त विवरण देहाय बमोजिम रहेको छ।

१. बुटवल ग्रीड कनेक्टेड सोलार आयोजना

रुपन्देही जिल्लाको तिलोत्तमा नगरपालिका, वडा नं. ६ मा अवस्थित रहेको ८,५०० किलोवाट क्षमताको बुटवल सौर्य आयोजना रिडी पावर कम्पनी लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो । यस आयोजनाले मिति २०७७ साल कार्तिक १५ गतेबाट व्यवसायिक उत्पादन गर्दै आएको छ । तिलोत्तमा नगरपालिका, वडा नं. ६ को बुटवल-भैरहवा सडक खण्डको मणिग्राम चोकबाट करिब २ कि.मि. पश्चिम स्थित शान्ति नमूना माध्यमिक विद्यालयको अधिनमा रहेको जग्गा लिजमा लिई करिब २६ बिघामा फैलिएको यस आयोजना निजी क्षेत्रबाट प्रवर्द्धित पहिलो ठूलो सोलार आयोजना रहेको पाइयो ।

जिल्ला :	रूपन्देही	आयोजनाको प्रकार:	सोलार
क्षमता :	८.५ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	रिडी पावर कम्पनी लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गरेको मिति :	२०७७/०७/१५	लागत :	रु. ६७ करोड ५० लाख

मुख्य विशेषताहरू :

Annual Insolation :	४.९ kWh/m^2/day	इन्भर्टर (Inverter) :	९२० किलोवाट, १० वटा
जेनेरेशन (Generation) :	Waree 335 WP ३१,२८८ वटा सोलार प्यानेलहरू	ट्रान्स्फर्मर (Transformer) :	Outdoor, 3 phase ८.५ MVA
प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	७.५ कि.मि. लामो ३३ के.भि.	सबस्टेशन (Substation) :	अमुवा सबस्टेशन
विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : १४.५१ गिगावाट घण्टा		

प्रगति/सारांश : अवलोकनका क्रममा सोलार प्यानेलहरू र त्यसबाट सङ्कलन गरिने विद्युतीय प्रवाहको कनेक्शन, विद्युत गृह, कन्ट्रोल रूम, स्वीचयार्ड, विद्युत गृह क्याम्प, ट्रान्सफर्मर, विद्युतीय कनेक्शन ग्रीड, कार्यालय, स्टाफ क्वाटर, कम्पाउण्ड, साइन बोर्ड, गेट, आदिको अवस्थाको जानकारी लिइयो । कुल ६०,७०७.३३ वर्ग मिटर क्षेत्रफलमा करिब

३१,२८८ वटा सोलार प्यानेलहरू जडान गरी सोलार प्यानेलहरूको बीच खण्डमा १० वटा इन्भर्टर जडान गरी ९२० किलोवाटका ए.सी. ट्रान्सफर्मरबाट १,२०० भोल्टेज बनाएर ३३ के.भी. प्रसारण लाइनमा जोडिएको जानकारी प्राप्त भयो । सोलार प्यानेलहरू १५-१५ दिनमा पाइपबाट पानीको फोहराले पखाल्ने गरेको र आयोजना स्थल तारवारले घेरिएको पाइयो ।

समस्या : सौर्य उर्जा उत्पादन सम्बन्धमा स्थानीय जनसमुदाय वा अन्य कतैबाट कुनै विवाद आएको पाइएन ।

सुझाव : आयोजना अवलोकनका क्रममा आयोजनाका प्रतिनिधिहरूलाई आयोजनाको पूर्वनिर्धारित समयतालिका बमोजिम कार्यहरू भएको नभएको नियमितरूपमा अनुगमन हुनुपर्ने निर्देशन दिइएको थियो । यस प्रकारका आयोजनाहरूले विभिन्न स्कुल तथा सार्वजनिक संस्थाहरूले प्रयोग नगरेका जग्गाहरूमा ग्रीड कनेक्टेड सोलार प्लान्ट स्थापना गर्न सकिने सुझाव दिइयो । यस आयोजनाले अपनाएको सोलार आयोजनाको अतिरिक्त कृषि क्रियाकलापहरू (बाखापालन, बेसार, दाल उत्पादन) बाट थप आम्दानी गर्न सकिने विषयलाई अन्य सोलार आयोजनामा समेत लागु गर्न सकिने भएकाले भविष्यमा यस्ता आयोजनाहरूको प्रस्तावमा अतिरिक्त कृषि क्रियाकलापहरू पनि राख्न प्रोत्साहन गर्न सकिने देखियो ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (१) र (२) मा छन् ।

२. सुपर दोर्दी-ख जलविद्युत आयोजना

लमजुङ जिल्लाको दोर्दी गाउँपालिका, वडा नं ६, ढोडेनीमा अवस्थित रहेको ५४ मेगावाट क्षमताको सुपर दोर्दी-ख जलविद्युत आयोजना पिपल्स हाइड्रोपावर कम्पनी लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो । अवलोकनका क्रममा यस आयोजना निर्माणाधीन अवस्थामा रहेको थियो ।

जिल्ला :	लमजुङ	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	५४ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	पिपल्स हाइड्रोपावर कम्पनी लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गर्नुपर्ने मिति :	२०८०/२/८ (निर्माणाधीन)	लागत :	रु. १० अर्ब ३९ करोड

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	१८.५ मि. लामो Broad Crest Free Flow Gravity Weir	विद्युत गृह (Power House) :	भूमिगत ५१.३ मि. x १५ मि. x २९.५मि.
इन्टेक (Intake) :	३ वटा ३ मि. x १.५ मि. को Side Intake	टर्बाइन (Turbine) :	२ वटा Vertical 4 jet Pelton टर्बाइन
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	२ वटा Chamber भएको १०० मि. x १०.६ मि. x ८.६मि.	जेनेरेटर (Generator) :	२ वटा Synchronous 3-Phase 31.765 MVA जेनेरेटर
नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	५१५८.६६ मि. लामो २.८ मि. diameter भएको Inverted D आकारको हेडरेस सुरुङ	सबस्टेशन (Substation) :	किर्तिपुर सबस्टेशन
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	९.९ क्युमेक	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	६ कि.मि. लामो १३२ के.भि. डबल सर्किट
हेड (Head) :	६३७.५५ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : ३१४.९८३ गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : अवलोकनका क्रममा यस आयोजनाको निर्माणमा ९५ प्रतिशत प्रगति भइसकेको र आगामी ३ महिनाभित्र आयोजनाको निर्माण सम्पन्न हुने जानकारी प्राप्त गरियो । यस आयोजना कार्यान्वयनमा स्थानीयवासी तथा स्थानीय प्रतिनिधिबाट कुनै विवाद आएको पाइएन ।

समस्या : आयोजनाको सुरुङभित्र ग्राउटिङ हुँदै गर्दा पानीको चुहावट देखिएको थियो ।

सुझाव : आयोजनाको सुरुङभित्र देखिएको पानीको चुहावट रोक्न विज्ञको सल्लाह लिई थप सुधारपश्चात मात्र आयोजना सञ्चालन गर्ने र साथै यस आयोजनाको विद्युत गृहमा सुरक्षाको विषयहरू, थप उज्यालो र भेन्टिलेसनमा यथाशीघ्र सुधार गर्न निर्देशन दिइएयो थियो ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (३) र (४) मा छन् ।

३. माई खोला साना जलविद्युत आयोजना

ईलाम जिल्लाको सूर्योदय नगरपालिकामा अवस्थित रहेको ४.५ मेगावाट क्षमताको माई खोला साना जलविद्युत आयोजना हिमाल दोलखा हाइड्रोपावर कम्पनी लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो । यस आयोजनाले मिति २०६८ फाल्गुण १ गतेबाट व्यवसायिक उत्पादन गर्दै आएको छ। माई खोला पुलबाट करिब ५०० मि. पश्चिम खोलाको किनारमा यस आयोजनाको जलविद्युत उत्पादन गृह रहेको छ ।

जिल्ला :	ईलाम	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	४.५ मेगावाट ८ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	हिमाल दोलखा हाइड्रोपावर कम्पनी लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गरेको मिति :	२०६८/११/१	लागत :	रु. ५८ करोड ८३ लाख

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	१०१ मि. लामो Concrete Gravity Freeflow Weir	विद्युत गृह (Power House) :	Surface ४८ मि. x १० मि. x १०.६ मि.
इन्टेक (Intake) :	२ वटा ३.३ मि. x १.५ मि. को Side Intake	टर्बाइन (Turbine) :	३ वटा १५७० किलोवाटको Horizontal Axis Francis टर्बाइन
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	२ वटा Chamber भएको Dufour type १०६मि. x ८.२५मि. x ३.८४मि.	जेनेरेटर (Generator) :	३ वटा Synchronous 3-Phase जेनेरेटर
नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	३४० मि. लामो २.३ मि. x १.७ मि. को RCC Rectangular हेडरेस नहर र ७४१ मि. लामो २.४ मि. देखि २.७ मि. सम्म diameter भएको Inverted D आकारको हेडरेस सुरुङ	सबस्टेशन (Substation) :	टिल्केनी सबस्टेशन
डिजाइन डिस्चार्ज (Design	१२ क्युमेक	प्रसारण लाइन	३.५ कि.मि. लामो ३३ के.भि.

Discharge) :		(Transmission Line) :	
हेड (Head) :	५०.६५ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : २७.५३ गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : माई खोला साना जलविद्युत आयोजनाको विद्युत गृहमा १,५७० किलोवाट क्षमताका ३ वटा टर्बाइनबाट ४.५ मेगावाट विद्युत उत्पादन हुने गरेको जानकारी पाइयो । उत्पादित विद्युत साविकको काबेली हालको दुहवी सबस्टेशनमा राखिएका इर्नजीसप्लाई मिटरले रेकर्ड गर्ने गरेको व्यहोरा उक्त सबस्टेशनमा उपस्थित प्रमुखबाट जानकारी पाइयो। यस आयोजनाको बाँधमा र जलविद्युत उत्पादन गृह दुवैमा प्राविधिक र प्रशासनिक कर्मचारीहरू एवं पालेपहराको उचित प्रबन्ध गरी कर्मचारीलाई जिम्मेवार बनाएको पाइयो । यस जलविद्युत आयोजनामा कम्पनीको साईन बोर्डको व्यवस्था नगरिएको तर प्रशासकीय भवनको प्रवेश द्वारमा अंग्रेजीमा ´एच डि एच पि सि’ लेखिएका अक्षरहरू फलामको अक्षरमा वेल्डिङ्ग गरिएको पाइयो ।

समस्या : आयोजनाका प्रतिनिधिहरूसँग हकप्रद शेयर जारी गरी प्राप्त हुने पुँजी परिचालन बारेमा जिज्ञासा राख्दा आयोजना सञ्चालन गर्न विभिन्न बैंक तथा वित्तीय संस्थाहरूबाट लिएको ऋणको ब्याज वृद्धि हुँदै गएको, आयोजनालाई बाढीले डुबाई मर्मत सम्भार तथा सरसफाई गर्दा लागत बढ्न गएको, गत २०७८ सालमा आएको बाढीले डुबाई विद्युत उत्पादन हुन नसकी नोक्सानी व्यहोर्नु परेको, आदि कारणले कम्पनीको आर्थिक दायित्व बढ्न गई समस्या परेकोले हकप्रद शेयर जारी पश्चात प्राप्त हुने पूँजीबाट बैंकको ऋण चुक्ता गर्ने, अन्य दायित्व फरफारक गर्ने लगायतमा उपयोग गरी आगामी वर्षमा खर्च कम हुन गई कम्पनीले नाफा आर्जन गर्न सक्ने भन्ने जानकारी प्राप्त भएको छ।

सुझाव : यस जलविद्युत आयोजनामा कम्पनीको साईन बोर्डको व्यवस्था गर्न निर्देशन दिइएको थियो ।

४. माई खोला क्यास्केड जलविद्युत आयोजना

ईलाम जिल्लाको सूर्योदय नगरपालिकामा अवस्थित रहेको ८ मेगावाट क्षमताको माई खोला क्यास्केड जलविद्युत आयोजना हिमाल दोलखा हाइड्रोपावर कम्पनी लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो । यस आयोजना माई खोला साना जलविद्युत आयोजनाको उत्पादन गृहबाट करिब ११ कि. मि. टाढा पर्दछ। यस आयोजनाले मिति २०७४ साल चैत्र २६ गतेबाट व्यवसायिक उत्पादन गर्दै आएको छ।

जिल्ला :	ईलाम	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	८ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	हिमाल दोलखा हाइड्रोपावर कम्पनी लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गरेको मिति :	२०७४/१२/२६	लागत :	रु. १ अर्ब १६ करोड

मुख्य विशेषताहरू :

पेन्स्टक (Penstock) :	१७५३.३५ मि. लामो २.५७ मि. diameter भएको Steel Penstock Pipe	विद्युत गृह (Power House) :	Surface १५ मि. x ११ मि. x १५ मि.
टर्बाइन (Turbine) :	२ वटा ४२०० किलोवाटको Horizontal Axis Francis टर्बाइन	जेनेरेटर (Generator) :	२ वटा Synchronous 3-Phase जेनेरेटर

नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	२४०० मि. लामो ३ मि. x ३ मि. को Covered Concrete Canal र १०० मि. लामो १.०५० मि. diameter भएको Steel Pipe Siphon	सबस्टेशन (Substation) :	गोदक सबस्टेशन
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	१४.४६ क्युमेक	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	३.५ कि.मि. लामो ३३ के.भि.
हेड (Head) :	७१.४५ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : ४८.३५१ गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : माई खोला साना जलविद्युत आयोजनाको पानीलाई भूमिगतरूपमा कङ्क्रिट क्यानलबाट लगी माई क्यास्केड जलविद्युत आयोजनाको विद्युत गृहमा ३ वटा ४,२०० किलोवाट क्षमताका टर्बाइनमा बाँडी प्रतिघण्टा ८ मेगावाट विद्युत उत्पादन हुने गरेको जानकारी पाइयो । उत्पादित विद्युत साविकको काबेली हालको दुहवी सबस्टेशनमा राखिएका छुट्टाछुट्टै मिटर रिडिङ गर्ने गरी इनर्जी सप्लाई मिटर राखेर रेकर्ड गर्ने गरेको व्यहोरा उक्त सबस्टेशनमा उपस्थित प्रमुखबाट जानकारी पाइयो । यस आयोजनामा कम्पनीको साइन बोर्डको व्यवस्था नगरिएको पाइयो ।

समस्या : आयोजना सञ्चालन गर्न विभिन्न बैंक तथा वित्तीय संस्थाहरूबाट लिएको ऋणको ब्याज वृद्धि हुँदै गएको, आयोजनालाई बाढीले डुबाई मर्मत सम्भार तथा सरसफाई गर्दा लागत बढ्न गएको, गत २०७८ सालमा आएको बाढीले डुबाई विद्युत उत्पादन हुन नसकी नोक्सानी व्यहोर्नु परेको, आदि कारणले कम्पनीको आर्थिक दायित्व बढ्न गई समस्या परेकोले हकप्रद शेयर जारी पश्चात प्राप्त हुने पुँजीबाट बैंकको ऋण चुक्ता गर्ने, अन्य दायित्व फरफारक गर्ने लगायतमा उपयोग गरी आगामी वर्षमा खर्च कम हुन गई कम्पनीले नाफा आर्जन गर्न सक्ने भन्ने जानकारी प्राप्त भएको छ ।

सुझाव : यस जलविद्युत आयोजनामा कम्पनीको साइन बोर्डको व्यवस्था गर्न निर्देशन दिइएको थियो ।

५. माथिल्लो त्रिशुली-१ जलविद्युत आयोजना

रसुवा जिल्लाको मैलुङमा अवस्थित रहेको २१६ मेगावाट क्षमताको माथिल्लो त्रिशुली-१ जलविद्युत आयोजना नेपाल वाटर एण्ड इनर्जी डेभेलप्मेन्ट कम्पनी प्राइभेट लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो । हाल निर्माणाधीन यस आयोजनाले मिति २०८४ साल आश्विन ३० गतेबाट व्यवसायिक उत्पादन गर्ने अपेक्षा गरिएको छ ।

जिल्ला :	रसुवा	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	२१६ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	नेपाल वाटर एण्ड इनर्जी डेभेलप्मेन्ट कम्पनी प्रा. लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गर्नुपर्ने मिति :	२०८४/६/३० (निर्माणाधीन)	लागत :	६४ करोड ७० लाख अमेरिकी डलर

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	१००.९ मि. x ३०.८५ मि. x २९.५ मि. Weir	विद्युत गृह (Power House) :	भूमिगत ९०मि. x १८.७मि. x ४३.९मि.

इन्टेक (Intake) :	२ वटा ३.२५ मि. x ६.५ मि. Horizontal Bell-mouth Type को Intake	टर्बाइन (Turbine) :	३ वटा Vertical Axis Francis टर्बाइन
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	Underground horizontal flushing type	जेनेरेटर (Generator) :	३ वटा Synchronous 3-Phase जेनेरेटर
नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	९७०० मि. लामो ६.५ मि. diameter भएको हेडरेस सुरुङ	सबस्टेशन (Substation) :	त्रिशुली ३ बी सबस्टेशन
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	७६ क्युमेक	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	१.२ कि.मि. लामो २२० के.भि. सिंगल सर्किट
हेड (Head) :	३४१ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : १४५६.४० गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : अवलोकनका क्रममा यस आयोजनाको निर्माणमा १० प्रतिशत प्रगति भइसकेको र अपेक्षा गरिएको अनुसार ४ वर्षभित्र आयोजनाको निर्माण सम्पन्न हुने जानकारी प्राप्त गरियो। यस आयोजना कार्यान्वयनमा स्थानीयवासी तथा स्थानीय प्रतिनिधिबाट कुनै विवाद आएको पाइएन।

समस्या : हाल केही नभएको।

सुझाव : भ्रमणका क्रममा आयोजनाका प्रतिनिधिहरूलाई आयोजनाहरूको पूर्वनिर्धारित समयतालिका बमोजिम कार्यहरू भएको नभएको नियमितरूपमा अनुगमन हुनुपर्ने निर्देशन दिइएको थियो। निर्माणाधीन २१६ मेगावाट क्षमताको माथिल्लो त्रिशुली-१ जलविद्युत आयोजनामा ६०० भन्दा बढी कामदार तथा कर्मचारीहरू कार्यरत रहेको देखिएकोले नेपाली सेना वा प्रहरीबाट छुट्टै सुरक्षा व्यवस्था हुन जरुरी महसुस भएको र सोही अनुरूप आयोजनाका प्रतिनिधिहरूलाई सुरक्षाको विषयमा पुनर्विचार गर्न सुझाव दिइयो।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (५) र (६) मा छन्।

६. तल्लो मोदी खोला जलविद्युत आयोजना

पर्वत जिल्लाको मोदी गाउँपालिका र कुस्मा नगरपालिकामा अवस्थित रहेको २० मेगावाट क्षमताको तल्लो मोदी खोला जलविद्युत आयोजना मोदी इनर्जी लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो। यस आयोजनाको हेडवर्क्स मोदी गाउँपालिका, वडा नं २, ३ र ७ मा पर्दछ भने विद्युत गृह कुस्मा नगरपालिका, वडा नं ३ अन्तर्गत पर्दछ। उक्त आयोजनाको हेडवर्क्स फोरबेदेखि पेनस्टकसम्मको ४.२०९ कि. मि. लामो अन्डरग्राउण्ड हेडरेस सुरुङको करिब आधा भाग मोदी गाउँपालिकामा पर्दछ भने बाँकी कुस्मा नगरपालिकामा पर्दछ। यो आयोजनाको ग्रस हेड ९२.०६ मि. रहेको छ र क्याचमेन्ट एरिया ५५२ वर्ग कि. मि. मा फैलिएको छ।

जिल्ला :	पर्वत	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	२० मेगावाट	प्रवर्द्धक :	मोदी इनर्जी लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गरेको मिति :	२०७८/६/१४	लागत :	रु. ६ अर्ब ६ करोड

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	४० मि. लामो Concrete Gravity Overflow Weir	विद्युत गृह (Power House) :	अर्धभूमिगत ४५.८१ मि. x २०.८२ मि. x २८.५ मि.
इन्टेक (Intake) :	६ वटा ३.३ मि. x १.६५ मि. को Side Orifice Intake	टर्बाइन (Turbine) :	१०००० किलोवाट Rated Output भएको २ वटा Horizontal Axis Francis टर्बाइन
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	२ वटा Chamber भएको ११३ मि. x १६ मि. x ८ मि. ३३.५५ मि. x ३२.४ मि. x १०.६ मि.को फोर्बे	जेनेरेटर (Generator) :	२ वटा 12.5 MVA जेनेरेटर
नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	३९०१.६९ मि. लामो ४.०५ मि. diameter भएको Inverted D आकारको हेडरेस सुरुङ	कनेक्शन बिन्दु (Connection Point) :	युनाइटेड मोदी हाइड्रोपावर लि. द्वारा प्रवर्द्धित जलविद्युत आयोजना तल्लो मोदी खोला "क" जलविद्युत आयोजना
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	२७.४७ क्युमेक	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	०.५ कि.मि. लामो १३२ के.भि.
हेड (Head) :	८७.७९ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : ११७.४० गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : अवलोकनका क्रममा आयोजनाले कन्ट्रयाक्ट बमोजिम उर्जा उत्पादन गरिरहेको तर विद्युत प्रसारणतर्फ भने वर्षायाममा विद्युत आपूर्तिमा केही कन्जेस्शनको समस्या भोग्नुपरेको जानकारी प्राप्त भयो । निरीक्षणको समयमा पानीको अपर्याप्तताका कारण एउटा मात्र टर्बाइन सञ्चालनमा रहेको र उक्त टर्बाइनबाट ९.८९९ मेगावाट विद्युत उत्पादन भइरहेको थियो। हेडवर्क्स, हेडरेस सुरुङ, विद्युत गृहलगायत सम्पूर्ण संरचना पोखरा-कुश्मा-बागलुङ राजमार्गसँगै जोडिएकाले यो आयोजना पहुँचका हिसाबले अत्यन्त सहज अवस्थामा रहेको हुनाले यस आयोजनाको निर्माण लागत तुलनात्मकरूपमा कम आँकलन गरिएको भएतापनि कम्पनीले पेश गरेको प्रतिवेदन अनुसार यस आयोजनाको लागत उच्च हुन गएको देखिन्छ। कम्पनीका अनुसार हेडरेस सुरुङमा आएको सिपेजको समस्याका कारण पुनर्निमाण कार्यमा हुन गएको ढिलाइले गर्दा लागत बढ्न गएको हो। तर हालको अवस्थामा सो समस्या पूर्णरूपमा समाधान भई आयोजना पूर्णरूपमा सञ्चालनमा रहेको जानकारी प्राप्त भयो।

समस्या : वर्षायाममा विद्युत आपूर्तिमा केही कन्जेस्शनको समस्या भोग्नुपरेको जानकारी प्राप्त भयो ।

सुझाव : आयोजनाले विद्युत गृह, हेडवर्क्स तथा क्याम्प एरियामा कहीँ कतै पनि आयोजनाको नाम देखिने गरी कुनै किसिमको साइन बोर्ड नटाँगेकोले आयोजनाका प्रतिनिधिहरूलाई सो ठाउँहरूमा अविलम्ब साइन बोर्ड बनाई टाँग्न निर्देशन दिइएको थियो । साथै विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्रमा अनिवार्य व्यवस्था गरिएको शर्तअनुसार अनुमतिपत्रको अवधिभर स्वीकृत वातावरण प्रभाव मूल्यांकन प्रतिवेदनमा तोकिएबमोजिमको जलचरको संरक्षणको लागि सुक्खा मौसममा खोलाको बहावको १० प्रतिशत पानी निरन्तर खोलामा छोडिनुपर्ने प्रावधान रहे तापनि आयोजनाले छोड्नुपर्ने १० प्रतिशत पानी खोलामा छोडिएको नपाइएकोले आयोजनाका प्रतिनिधिहरूलाई सो प्रावधानअनुसार सुक्खा मौसममा खोलाको बहावको १० प्रतिशत पानी निरन्तर खोलामा छोड्न निर्देशन दिइयो ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (७) र (८) मा छन्।

७. विजयपुर-१ साना जलविद्युत आयोजना

पोखरा महानगरपालिकाको केन्द्रदेखि करिब ८ कि. मि. को दुरीमा रहेको सुगम शहरी क्षेत्रबाट बगेको विजयपुर खोलामा रन अफ रिभर स्किमअन्तर्गत निर्मित ४.५ मेगावाट क्षमता रहेको विजयपुर १ साना जलविद्युत आयोजनाको हेडवर्क्स, हेडरेस सुरुङ, विद्युत गृह, स्विचयार्ड गरी सम्पूर्ण संरचना पोखरा महानगरपालिका, वडा नं २६, सक्नेरी, विजयपुर खोला क्षेत्रमा पर्दछ। यस आयोजना भगवती हाइड्रोपावर डेभेलप्मेन्ट कम्पनी लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो।

जिल्ला :	कास्की	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	४.५ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	भगवती हाइड्रोपावर डेभेलप्मेन्ट कम्पनी लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गरेको मिति :	२०६९/५/५	लागत :	रु. ८० करोड

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	३० मि. लामो Stone-lined Freeflow Weir	विद्युत गृह (Power House) :	Surface २३ मि. x ११ मि.
इन्टेक (Intake) :	Side Intake with Coarse Rack	टर्बाइन (Turbine) :	२ वटा Horizontal Axis Francis टर्बाइन
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	२ वटा Chamber भएको Dufour Type	जेनेरेटर (Generator) :	२ वटा Synchronous 3-Phase जेनेरेटर
नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	२४२ मि. लामो RCC Closed Canal	सबस्टेशन (Substation) :	लेखनाथ सबस्टेशन
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	८.३ क्युमेक	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	७.१ कि.मि. लामो ३३ के.भि. सिंगल सर्किट
हेड (Head) :	६७.९ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : २९.३३ गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : यस आयोजनाले विजयपुर खोलाका अलावा पोखरा जल संरक्षण तथा विजयपुर सिँचाई आयोजनाको नहरबाट बग्ने सेती नदीको पानीसमेत उपभोग गर्न पाएको हुनाले वर्षैभरि खोलामा पानीको बहाव राम्रो हुन गई उत्पादन परिणाममा तुलनात्मकरूपमा केही हदसम्म एकरूपता कायम गर्न आयोजना सक्षम देखिएको छ। यस आयोजनाभन्दा ३ कि. मि. माथि विजयपुर खोलामा रहेको टास्क हाइड्रोपावर आयोजनाले सेती नदीबाट प्रवाहित नहरको बढी भएको पानी विजयपुर खोलामा खसाल्ने र सो पानी आयोजनाले उपभोग गर्ने गरी पोखरा जल संरक्षण तथा विजयपुर सिँचाई आयोजनासँग सम्झौता गरेको र उक्त पानी टास्क हाइड्रोपावर आयोजनाबाट रिलिज भएपछि विजयपुर १ साना जलविद्युत आयोजनाले प्रयोग गर्ने गरी यस आयोजनाले टास्क हाइड्रोपावर आयोजनासँग सम्झौता गरेको छ भन्ने जानकारी आयोजनाले गराएको छ।

यस आयोजना शहरी क्षेत्रबाट अत्यन्त सहज पहुँचमा रहेको तर शहरी क्षेत्रबाट नजिक भएको कारणले गर्दा शहरी क्षेत्रको फोहोर विजयपुर खोलामा बग्ने र त्यसकारण आयोजनाको टर्बाइन बिग्रिने सम्भावना उच्च रहेको जानकारी प्राप्त

भयो । आयोजनाले खोलामा भएको फोहोर व्यवस्थापनका लागि चौबीसै घण्टा खटिने गरी १२ जना कर्मचारी नियुक्त गरेको र आकस्मिक पुनर्स्थापनाका लागि २ वटा जगेडा टर्बाइनको पनि व्यवस्था गरेको देखियो ।

यस आयोजनाले आफ्नै प्रसारण लाइनमार्फत नेपाल विद्युत प्राधिकरणको सबस्टेशनमा विद्युत प्रसारण गर्ने हुनाले अन्य आयोजनाहरूले भोगिरहेको प्रसारण लाइन कन्जेशन समस्या यसमा नरहेको र आयोजनाले कन्ट्रयाक्ट बमोजिम उर्जा उत्पादन गरिरहेको जानकारी प्राप्त भयो ।

समस्या : हाल केही नभएको ।

सुझाव : आयोजना सर्वसाधारणको आवतजावत भइरहने सार्वजनिक बाटोसँग जोडिएको हुनाले आयोजनाले हेडवर्क्स, ग्राभेल ट्र्याप, च्यानेल गेट, र स्वीचयार्ड एरियामा तत्काल काँडेबार घेरेर वा पक्की पर्खाल निर्माण गरेर सुरक्षित बनाई बाटोमा हिँड्ने सर्वसाधारण तथा चौपायाको दुर्घटना भई जनधनको क्षति हुने सम्भावनाको जोखिमलाई व्यवस्थापन गर्न निर्देशन दिइयो । साथै सुरक्षाको न्युनतम मापदण्डअन्तर्गत पर्ने अग्नि नियन्त्रक सिलिन्डरहरू व्यवस्थित ढङ्गले जडान नगरेको हुनाले तत्काल अग्नि नियन्त्रक सिलिन्डरहरू व्यवस्थित ढङ्गले ठाउँ-ठाउँमा जडान गर्न निर्देशन दिइयो ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (९) र (१०) मा छन् ।

८. माई खोला जलविद्युत आयोजना

ईलाम जिल्लाको माई नगरपालिकामा अवस्थित रहेको २२ मेगावाट क्षमताको माई खोला जलविद्युत आयोजना सानिमा माई हाइड्रोपावर लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो । माई जलविद्युत उत्पादन केन्द्रको बाँध क्षेत्र ईलाम जिल्लाको माई नगरपालिकाअन्तर्गतको वडा नं. ३ स्थित मुसेटारमा अवस्थित छ । आयोजनाको क्याच्मेन्ट एरिया ५८९ वर्ग कि.मि. रहेको छ भने ग्रस हेड १२२.१ मि. रहेको छ । यस आयोजनाको विद्युतीय ऊर्जालाई नेपाल विद्युत प्राधिकरणको गोदकस्थित सबस्टेशन मार्फत राष्ट्रिय प्रणालीमा जोडिएको छ ।

जिल्ला :	ईलाम	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	२२ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	सानिमा माई हाइड्रोपावर लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गरेको मिति :	२०७१/११/१४	लागत :	रु. ३ अर्ब २९ करोड

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	९१.१२ मि. लामो Concrete Gravity Dam	विद्युत गृह (Power House) :	अर्धभूमिगत ३६ मि. x २२ मि. x ९.७५ मि.
इन्टेक (Intake) :	३ वटा २.५५ मि. x ६ मि. को Frontal Intake, Submerged, Over the undersluice	टर्बाइन (Turbine) :	३ वटा Vertical Axis Francis टर्बाइन
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	४ वटा Chamber भएको ७५ मि. x १९.५ मि. x ५.८५ मि. Conventional Flushing Type	जेनेरेटर (Generator) :	३ वटा Synchronous 3-Phase 9170 KVA जेनेरेटर

नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	२१९८ मि. लामो ३.८ मि. x ३.९६ मि. Inverted D आकारको हेडरेस सुरुङ	सबस्टेशन (Substation) :	गोदक सबस्टेशन
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	२३.४३ क्युमेक	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	११.६ कि.मि. लामो १३२ के.भि. सिंगल सर्किट
हेड (Head) :	१२२.१ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : १२५.१४ गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : माई जलविद्युत आयोजनाको विद्युत गृह, कन्ट्रोल रूम, स्वीचयार्ड, विद्युत गृह क्याम्प, ड्याम, ड्याम कन्ट्रोल रूम, सेटलिङ् बेसिन र हेडवर्क्स क्याम्पको स्थलगत निरीक्षण गरिएको थियो । माई जलविद्युत आयोजनाको हेडवर्क्सको ३ वटा ड्याम प्रवेश द्वारमध्ये एउटा प्रवेश द्वार नियमित तालिकाअनुसार मर्मत भइरहेको देखियो। निरीक्षणको समयमा पानीको अपर्याप्तताका कारण ३ वटा टर्बाइनमध्ये एउटा मात्र टर्बाइन सञ्चालनमा रहेको पाइयो। आयोजनाले कन्ट्रयाक्ट बमोजिम ऊर्जा उत्पादन गरिरहेको र विद्युत प्रसारणतर्फ वर्षायाममा विद्युत आपूर्तिमा कन्जेस्शनको समस्या नभएको जानकारी प्राप्त भयो। आयोजनाको हेडवर्क्स र विद्युत गृहमा चौबीसै घण्टा कर्मचारी खटाइएको र सुरक्षा तथा कर्मचारीको कार्य सम्पादन निरीक्षण गर्न सबै ठाउँमा सी.सी.टि.भी. क्यामेरा जडान गरिएको पाइयो ।

समस्या : हाल केही नभएको ।

सुझाव : विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्रमा अनिवार्य व्यवस्था गरिएको शर्तअनुसार अनुमतिपत्रको अवधि भर स्वीकृत वातावरण प्रभाव मूल्याङ्कन प्रतिवेदनमा तोकिएबमोजिमको जलचरको संरक्षणको लागि सुक्खा मौसममा खोलाको बहावको १० प्रतिशत पानी निरन्तर खोलामा छोडिनुपर्ने प्रावधान रहे तापनि आयोजनाले छोड्नुपर्ने १० प्रतिशत पानी खोलामा छोडिएको नपाइएकोले आयोजनाका प्रतिनिधिहरूलाई सो प्रावधानअनुसार सुक्खा मौसममा खोलाको बहावको १० प्रतिशत पानी निरन्तर खोलामा छोड्न निर्देशन दिइएको थियो ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (११) र (१२) मा छन् ।

९. माई क्यास्केड जलविद्युत आयोजना

ईलाम जिल्लाको माई नगरपालिकामा अवस्थित रहेको ७ मेगावाट क्षमताको माई क्यास्केड जलविद्युत आयोजना सानिमा माई हाइड्रोपावर लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो । माई जलविद्युत गृहको निकास नहरबाट निस्किएको अधिकतम पानीको बहावलाई कुल ३,७१९.६६ मि. लामो खुला र बन्द नहर मार्फत ६०.०७ मि. चौडाई र ४.७२ मि. उचाइको फोरेबेसम्म पुऱ्याएको छ र उक्त बहावलाई ६२.९२ मि. कुल लम्बाई भएका तीनवटा पेनस्टक पाइपमार्फत विद्युत गृहमा जडान गरिएको टर्बाइनमा खसाइएको छ । यसरी उत्पादित अधिकतम ७ मेगावाट विद्युतीय उर्जालाई ४ कि.मि. ३३ के.भी. को विद्युत प्रसारण लाइनमार्फत माई जलविद्युत गृहको र माई क्यास्केड जलविद्युत गृहबाट उत्पादित संयुक्त ऊर्जालाई ११.५ कि.मि. लामो सिंगल सर्किटको १२३ के.भी. को प्रसारण लाइनमार्फत गोदक सबस्टेशनमा प्रवाह गरी काबेली राष्ट्रिय प्रसारण प्रणालीमा समाहित गरिएको छ ।

जिल्ला :	ईलाम	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	७ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	सानिमा माई हाइड्रोपावर लि.

व्यापारिक उत्पादन सुरु गरेको मिति :	२०७२/१०/२९	लागत :	रु. ३ अर्ब २९ करोड

मुख्य विशेषताहरू :

डाइभर्जन संरचना (Diversion Structure) :	Canal Diversion Structure	विद्युत गृह (Power House) :	Surface ५७.३ मि. x १५.२ मि. x ९.३ मि.
नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	३६५५ मि. लामो Headrace Canal	टर्बाइन (Turbine) :	३ वटा Horizontal Shaft Francis टर्बाइन
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	२३.४ क्युमेक	जेनेरेटर (Generator) :	३ वटा Synchronous 3-Phase 2917 KVA जेनेरेटर
हेड (Head) :	४२.६५ मि.	सबस्टेशन (Substation) :	गोदक सबस्टेशन
विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : ३८.४२२ गिगावाट घण्टा	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	११.६ कि.मि. लामो १३२ के.भि. सिंगल सर्किट

प्रगति/सारांश : यस आयोजनाको विद्युत गृह, स्वीचयार्ड, पेनस्टक एन्कर लक, खुल्ला क्यानल र फोर्बेको स्थलगत निरीक्षण गरिएको थियो । यस आयोजनाले कन्ट्रयाक्टबमोजिम ऊर्जा उत्पादन गरिरहेको र विद्युत प्रसारणतर्फ वर्षयाममा विद्युत आपूर्तिमा कन्जेस्शनको समस्या नभएको जानकारी प्राप्त भयो । आयोजनाको हेडवर्क्स र विद्युत गृहमा चौबीसै घण्टा कर्मचारी खटाइएको र सुरक्षा तथा कर्मचारीको कार्य सम्पादन निरीक्षण गर्न सबै ठाउँमा सी.सी.टि.भी. क्यामेरा जडान गरिएको पाइयो ।

समस्या : हाल केही नभएको ।

सुझाव : विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्रमा अनिवार्य व्यवस्था गरिएको शर्तअनुसार अनुमतिपत्रको अवधिभर स्वीकृत वातावरण प्रभाव मूल्याङ्कन प्रतिवेदनमा तोकिएबमोजिमको जलचरको संरक्षणको लागि सुक्खा मौसममा खोलाको बहावको १० प्रतिशत पानी निरन्तर खोलामा छोडिनुपर्ने प्रावधान रहे तापनि आयोजनाले छोड्नुपर्ने १० प्रतिशत पानी खोलामा छोडिएको नपाइएकोले आयोजनाका प्रतिनिधिहरूलाई सो प्रावधानअनुसार सुक्खा मौसममा खोलाको बहावको १० प्रतिशत पानी निरन्तर खोलामा छोड्न निर्देशन दिइएको थियो ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (१३) र (१४) मा छन् ।

१०. रिडी खोला जलविद्युत आयोजना

गुल्मी जिल्ला, रुरुक्षेत्र गाउँपालिकामा अवस्थित रहेको २.४ मेगावाट क्षमताको रिडी खोला जलविद्युत आयोजना रिडी हाइड्रोपावर डेभेलप्मेन्ट कम्पनी लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो । यस आयोजनाबाट उत्पादित विद्युत उक्त सबस्टेशनबाट ३३ के. भी. प्रसारण लाइनमार्फत गुल्मी वितरण केन्द्रमा लगिएको छ ।

जिल्ला :	गुल्मी	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)

क्षमता :	२.४ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	रिडी हाइड्रोपावर डेभेलप्मेन्ट कम्पनी लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गरेको मिति :	२०६६/०७/१०	लागत :	रु. ४० करोड

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	३ मि. उचाई र २५ मि. लम्बाईको बाँध	टर्बाइन (Turbine) :	१३०० किलोवाटको २ वटा Horizontal Francis टर्बाइन
इन्टेक (Intake) :	३ मि. x १.१ मि. Side Orifice Intake, २ वटा	जेनेरेटर (Generator) :	२ वटा Synchronous 3-Phase १५५० KVA जेनेरेटर
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	२ वटा Chamber भएको ५३ मि. x ३.५ मि. x ६.५ मि.	सबस्टेशन (Substation) :	आफ्नै सबस्टेशन
पेनस्टक (Penstock) :	३८०० मि. लामो १.५ मि. diameter भएको स्टिल पेनस्टक	डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	३.८६ क्युमेक
हेड (Head) :	९१.२२ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : १५.७३३ गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : यस आयोजनाको हेडवर्क्स साविक सिद्धेश्वर गा.वि.स., वडा नं. ६ सातमुरेमा रहेको रिडी खोलामा ३ मि. उचाइ र २५ मि. लम्बाइको बाँध बानेर पानी जम्मा गरी पानी खोल्ने-बन्द गर्ने घटाउने-बढाउने मोटर जडित साँचो निर्माण गरिएको, बाँधबाट विद्युत गृहतर्फ पानी पठाउनको लागि करिब ५३ मि. लम्बाइ, ६.५ मि. चौडाइ र करिब ३.५ मि. उचाइभएका २ वटा चेम्बर भएको बालुवा थिगार्ने खुल्ला क्यानलबाट ३.८६ घन मि. प्रति सेकेन्ड बग्ने पानीलाई ४,६२१ मि. लम्बाइ र १.५ मि. व्यास भएको १० मि.मि. को फलामको पेनस्टक पाइपबाट विद्युत उत्पादन गृहसम्म पानी पठाइएको पानीलाई ९५ मि. माथिबाट विद्युत उत्पादन गृहमा लागी १,३०० किलोवाटका २ वटा टर्बाइनमा बराबर बाँडी २ वटा टर्बाइनबाट २.४ मेगावाट विद्युत उत्पादन हुने गरेको पाइयो । यसरी विद्युत उत्पादन गरेपछि निस्केको पानीलाई ३५ मि. लामो टेलरेस पाइपबाट पुनः रिडीखोलामा फर्काइएको पाइयो ।

विद्युत उत्पादन गृहबाट उत्पादित विद्युत आयोजनाकै खर्चमा निर्माण गरिएको सबस्टेशनमा नेपाल विद्युत प्राधिकरणले विद्युत रिडिङ मिटर र भोल्टेज कन्ट्रोलर चेक जाँच गर्ने व्यवस्था भए पनि भोल्टेज मात्र हेर्न मिल्ने तर प्यानलले काम नगरेको भन्ने जानकारी त्यहाँ खटिएका नेपाल विद्युत प्राधिकरणका कर्मचारीबाट प्राप्त भयो ।

समस्या : बाँधबाट पानी लगिएको सम्बन्धमा स्थानीय स्तरबाट खासै अवरोध नआएको तर बाँधभन्दा माथि चार पाँच वटा कुलाहरू सिँचाइको लागि आयोजनाले मर्मत सम्भार गरी दिनुपर्ने भन्ने समझदारी भएकोले कहिलेकाहीँ ठूलो बाढी पहिरो जाँदा आयोजनाले धेरै खर्च व्यहोर्नुपरेको भन्ने आयोजना सञ्चालन प्रमुखबाट जानकारी पाइयो ।

सुझाव : आयोजना अवलोकन गरे पश्चात आयोजनाका प्रतिनिधिलाई निम्न सुझाव दिइयो :

क. रिडी हाइड्रोपावर डेभेलप्मेन्ट कम्पनी लि. को स्थायी सम्पत्ति र लिजमा लिएको जग्गा तारबारले नघेरिएकोले कुनै समयमा अतिक्रमण हुन सक्ने सम्भावनालाई मध्यनजर गरी तारबार लगाउने व्यवस्था गर्न उपयुक्त हुने देखिन्छ ।

ख. रिडी हाइड्रोपावर डेभेलप्मेन्ट कम्पनी लि. को आयोजना हो भन्ने साइन बोर्ड नराखिएकोले अनिवार्यरूपमा सो बोर्ड राख्नुपर्ने देखिन्छ ।

ग. बाँधबाट पानी लगिएको सम्बन्धमा स्थानीय स्तरबाट खासै अवरोध नआएको तर बाँधभन्दा माथि ४-५ वटा कुलाहरू सिंचाईको लागि आयोजनाले मर्मत सम्भार गरी दिनुपर्ने भन्ने समझदारी भएकोले कहिलेकाहीँ ठूलो बाढी पहिरो जाँदा आयोजनाले धेरै खर्च व्यहोर्नुपरेको भन्ने आयोजना सञ्चालन प्रमुखबाट जानकारी भएकोले यसको स्थायी समाधान खोज्नु उपयुक्त हुने देखिन्छ।

घ. रिडी हाइड्रोपावर डेभेलप्मेन्ट कम्पनी लि. का उच्च पदाधिकारी अध्यक्ष, कार्यकारी अधिकृतले विगत १०-१२ वर्षदेखि हालसम्म स्थलगत निरीक्षण अनुगमन नगरेको भन्ने सञ्चालन प्रमुखले जानकारी गराएको हुँदा कम्तिमा पनि वर्ष-वर्षमा स्थलगत अनुगमन गर्ने व्यवस्था हुनुपर्ने देखिन्छ।

ङ. कार्यालय तथा कर्मचारी आवास भवनमा धेरै अघि बनाइएका बाथरुम तथा धाराहरू अनुगमनको क्रममा जिर्ण तथा अति फोहर देखिएकोले कर्मचारीहरूको स्वास्थ्यको दृष्टिकोणले मर्मत सम्भार तथा सफाइ गर्न लगाउनुपर्ने देखिन्छ।

११. माथिल्लो तामाकोशी जलविद्युत आयोजना

दोलखा जिल्ला, बिगु गाउँपालिका, वडा नं. १ मा अवस्थित रहेको ४५६ मेगावाट क्षमताको माथिल्लो तामाकोशी जलविद्युत आयोजना माथिल्लो तामाकोशी हाइड्रोपावर लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो। यस आयोजना राष्ट्रकै सबैभन्दा ठूलो ऊर्जा क्षमता भएको आयोजना हो।

जिल्ला :	दोलखा	आयोजनाको प्रकार :	पिकिङ रन अफ द रिभर (PROR)
क्षमता :	४५६ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	माथिल्लो तामाकोशी हाइड्रोपावर लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गरेको मिति :	२०७८/०५/०४	लागत :	रु. ८८ अर्ब ६२ करोड

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	६० मि. लामो Concrete Gravity Diversion Weir	विद्युत गृह (Power House) :	भूमिगत १४१.६२मि. x १२.९मि.x २९मि.
इन्टेक (Intake) :	५ मि. x ४ मि. Side Orifice Intake	टर्बाइन (Turbine) :	६ वटा Vertical 5 jet Pelton टर्बाइन
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	२ वटा Chamber भएको २२५ मि. x २६ मि. x १७.७ मि.	जेनेरेटर (Generator) :	६ वटा Synchronous 3-Phase 94 MVA जेनेरेटर
नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	७८३५ मि. लामो ६ मि. diameter भएको हेडरेस सुरुङ	सबस्टेशन (Substation) :	खिम्ती सबस्टेशन
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	४४ क्युमेक	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	४७ कि.मि. लामो २२० के.भि. डबल सर्किट
हेड (Head) :	८२२ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : २२८१.२५ गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : माथिल्लो तामाकोशी जलविद्युत आयोजनाको ड्याम, ड्याम कन्ट्रोल रूम, सेटलिङ् बेसिन, फोर्बे, हेडवर्क्स क्याम्प, डाइभर्जन, रोड डाइभर्जन सुरुङ, विद्युत गृह, कन्ट्रोल रूम, स्वीचयार्ड, आयोजनाको कार्यालय र टेलरेस सुरुङको स्थलगत निरीक्षण गरिएको थियो । निरीक्षणको दौरान आयोजनाको ६ वटा टर्बाइनमध्ये २ वटा मात्रै टर्बाइन सञ्चालनमा रहेको र उक्त टर्बाइनबाट ५० मेगावाट विद्युत उत्पादन भइरहेको थियो तर सोही समयमा एल.डी.सी.को आग्रहबमोजिम ३ वटा टर्बाइन चलाइएको र सोबाट २०० मेगावाट विद्युत उत्पादन भएको थियो ।

आयोजनाले कन्ट्र्याक्ट बमोजिम ऊर्जा उत्पादन गरिरहेको र विद्युत प्रसारणतर्फ वर्षायाममा विद्युत आपूर्तिमा कन्जेस्शनको समस्या नभएको जानकारी प्राप्त भएको थियो । विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्रमा अनिवार्य व्यवस्था गरिएको शर्तअनुसार अनुमतिपत्रको अवधिभर स्वीकृत वातावरण प्रभाव मूल्याङ्कन प्रतिवेदनमा तोकिएबमोजिमको जलचरको संरक्षणको लागि सुख्खा मौसममा खोलाको बहावको १० प्रतिशत पानी निरन्तर खोलामा छोडिनुपर्ने प्रावधान रहेको अनुसार आयोजनाले १० प्रतिशत पानी खोलामा छोडिएको थियो । आयोजनाको हेडवर्क्स र विद्युत गृहमा चौबीसै घण्टा कर्मचारी खटाइएको र सुरक्षा तथा कर्मचारीको कार्य सम्पादन निरीक्षण गर्न सबै ठाउँमा सी.सी.टि.भी. क्यामेरा जडान गरिएको थियो ।

समस्या : हाल केही नभएको ।

सुझाव : हाल केही नभएको ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (१५) र (१६) मा छन् ।

१२. रोल्वालिङ खोला जलविद्युत आयोजना

नेपाल विद्युत प्राधिकरणद्वारा प्रवर्द्धित २२ मेगावाट क्षमता भएको रोल्वालिङ खोला जलविद्युत आयोजना बागमती प्रदेश, दोलखा जिल्ला, बिगु गाउँपालिका, वडा नं १, रोल्वालिङ खोलामा निर्माणाधीन अवस्थामा रहेको छ ।

जिल्ला :	दोलखा	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	२२ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	माथिल्लो तामाकोशी हाइड्रोपावर लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गर्नुपर्ने मिति :	आ.व. २०८२/८३ (निर्माणाधीन)	लागत :	रु. ७ अर्ब ९३ करोड

मुख्य विशेषताहरू :

डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	१३.४ क्युमेक	विद्युत गृह (Power House) :	भूमिगत
हेड (Head) :	२२०.५ मि.	टर्बाइन (Turbine) :	२ वटा Vertical Shaft Pelton टर्बाइन
विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : ११८ गिगावाट घण्टा	जेनेरेटर (Generator) :	२ वटा Synchronous 3-Phase जेनेरेटर

प्रगति/सारांश : भ्रमणका क्रममा यस आयोजनाको विद्युत गृह निर्माण स्थलमा ४०० मिटर लामो सुरुङ निर्माणको क्रममा रहेको तथा हेडरेस सुरुङका लागि आवश्यक ३ वटा अडिट सुरुङहरूमध्ये एउटा अडिट सुरुङ निर्माण हुँदै गरेको र सो अडिट सुरुङको ४२० मिटरमध्ये २३० मिटर खनिइसकेको जानकारी प्राप्त भयो । त्यसैगरी, हेडवर्क्ससम्म पुग्नका

लागि फुटट्रेलको निर्माण कार्य भइरहेको तथा हेडवर्क्ससम्म निर्माण सामान पुऱ्याउन क्याम्प निर्माण हुँदै गरेको र सो क्याम्पसम्म रोप-वेमार्फत सामान ओसार्ने प्रबन्ध मिलाइएको जानकारी प्राप्त भयो ।

समस्या : हाल केही नभएको ।

सुझाव : हाल केही नभएको ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (१७) र (१८) मा छन् ।

१३. सेती खोला जलविद्युत आयोजना

कास्की जिल्ला, माछापुच्छ्रे गाउँपालिका र पोखरा लेखनाथ महानगरपालिकामा अवस्थित रहेको २५ मेगावाट क्षमताको सेती खोला जलविद्युत आयोजना भिजन लुम्बिनी लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो । अवलोकनका क्रममा यस आयोजना निर्माणाधीन अवस्थामा रहेको थियो ।

जिल्ला :	कास्की	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	२५ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	भिजन लुम्बिनी लि.

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	३० मि. लामो Concrete Gravity Free Overflow Weir	विद्युत गृह (Power House) :	अर्धभूमिगत ४२.१ मि. x १५.१५ मि.
इन्टेक (Intake) :	३ वटा ३.८ मि. x २.५ मि. को Side Intake	टर्बाइन (Turbine) :	२ वटा १३.५ MW को Horizontal Axis Francis टर्बाइन
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	३ वटा Chamber भएको ६५मि. x ७.४५मि. x ११.०५मि.	जेनेरेटर (Generator) :	२ वटा Synchronous 3-Phase 15.4 MVA जेनेरेटर
नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	६०७७.४५ मि. लामो २.८ मि, २.६५ मि.र २.५ मि. diameter भएको हेडरेस पाइप	सबस्टेशन (Substation) :	लाहाचोक सबस्टेशन
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	१८ क्युमेक	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	३.८ कि.मि. लामो १३२ के.भि. डबल सर्किट
हेड (Head) :	१८३.५ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : १४८.०९ गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : यस आयोजना भ्रमणमा आयोजनाको कार्यान्वयनबारे प्रत्यक्षरूपमा आयोजनाका प्रतिनिधिसँग अन्तरक्रिया र आयोजनाको वर्तमान भौतिक अवस्थाको अवलोकन तथा निरीक्षणको माध्यमबाट आयोजनाको प्रगति तथा आयोजना कार्यान्वयनमा देखिएका समस्याको जानकारी प्राप्त गरिएको थियो । निर्माणाधीन जलविद्युत आयोजनाको हेडवर्क्स र बाँधको निर्माण कार्य सम्पन्न हुन लागेको र सम्पूर्ण आयोजनाको निर्माण कार्य अन्तिम चरणमा पुगेको जानकारी प्राप्त गरिएको थियो ।

समस्या : हाल केही नभएको ।

सुझाव : भ्रमणका क्रममा आयोजनाका प्रतिनिधिहरूलाई आयोजनाहरूको पूर्वनिर्धारित समयतालिका बमोजिम कार्यहरू भएको नभएको नियमितरूपमा अनुगमन हुनुपर्ने निर्देशन दिइएको थियो । त्यसै गरी, आयोजनाको निर्माण कार्य समयमा सम्पन्न गर्न जनशक्ति र उपकरण बढाउन तथा आयोजनाको निर्माण यथाशीघ्र सम्पन्न गर्न निर्देशन दिइएको थियो ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (१९) र (२०) मा छन् ।

१४. सेती खोला जलविद्युत आयोजना

कास्की जिल्ला, पोखरा-लेखनाथ महानगरपालिकामा अवस्थित रहेको २२ मेगावाट क्षमताको सेती खोला जलविद्युत आयोजना सेती खोला हाइड्रोपावर प्राइभेट लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो ।

जिल्ला :	कास्की	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	२२ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	सेती खोला हाइड्रोपावर प्रा. लि.
लागत :	२ करोड ५० लाख अमेरिकी डलर		

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	४० मि. लामो Barrage with Radial Gate	विद्युत गृह (Power House) :	अर्ध-भूमिगत २७.३ मि. x २०.५ मि. x २६.२८ मि.
इन्टेक (Intake) :	२ वटा ६.७५ मि. x १.६ मि. र २ वटा ५.७५ मि. x १.६ मि. को Side Intake	टर्बाइन (Turbine) :	२ वटा १३.५ MW को Vertical Shaft Francis टर्बाइन
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	२ वटा Chamber भएको ८४ मि. x २४.८ मि. x ७-९.६ मि.	जेनेरेटर (Generator) :	२ वटा Synchronous 3-Phase 12.94 MVA जेनेरेटर
नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	३१०५ मि. लामो ५.८ मि x ५.८ मि. को Inverted D आकारको हेडरेस सुरुङ	सबस्टेशन (Substation) :	लेखनाथ-दमौली प्रसारण लाइनमा जोडिने
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	३९.९१ क्युमेक	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	१३२ के.भि. को १.५ कि.मि. लामो प्रसारण लाइनबाट १३२ के.भि. को लेखनाथ-दमौली प्रसारण लाइनमा जोडिने
हेड (Head) :	६८ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : १३३.४३२ गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : निर्माणाधीन जलविद्युत आयोजनाको हेडवर्क्सको सुरुङ खन्ने कार्यको प्रगति राम्रो रहेको पाइयो । सुरुङको ३१०० मि. मध्ये करिब १३०० मि. खन्ने काम भएको जानकारी प्राप्त भयो । आउटलेट साइटबाट मात्रै १००० मि. भन्दा बढी उत्खनन भइसकेको र इनलेट साइटभन्दा आउटलेट साइटमा rock outcrop राम्रो रहेको पाइयो । डिसेन्डरका पर्खालहरू निर्माणाधीन अवस्थामा रहेको देखियो र मनसुनअघि पूरा हुने अपेक्षा गरिएको छ । हेडवर्क्सको संरक्षणको काम भइरहेको र सर्ज ट्यांक स्थानको साइट क्लियरेन्स सकिएको जानकारी प्राप्त भयो । पावर हाउस साइटमा उत्खनन कार्य सुरु गरिएको र सुरुङभित्र उत्खनन र प्राथमिक शटक्रिटिङको काम भइरहेको जानकारी प्राप्त भयो । स्थल निरीक्षण गर्दा

हेल्मेट, सेफ्टी बुट र ज्याकेटका जस्ता सुरक्षा उपायहरूको प्रयोग गरिएको थियो। यस आयोजनाको करिब ४० प्रतिशत निर्माण कार्य सम्पन्न भएको छ।

समस्या : हाल केही नभएको।

सुझाव : यस आयोजनाको निर्माणाधीन सुरुङमा सुरक्षाको विषयहरू, थप उज्यालो र भेन्टिलेसनमा यथाशीघ्र सुधार गर्न निर्देशन दिइएको साथै तत्काल सेकेण्डरी shotcrete गरी rock support गर्न निर्देशन दिइएको थियो।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (२१) र (२२) मा छन्।

१५. अप्पर पुवा-१ जलविद्युत आयोजना

इलाम जिल्ला, शान्ति डाँडा र बरबोटे गाउँपालिकामा अवस्थित रहेको ३ मेगावाट क्षमताको अप्पर पुवा-१ जलविद्युत आयोजना जोशी हाइड्रोपावर डेभेलप्मेन्ट कम्पनी लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो।

जिल्ला :	ईलाम	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	३ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	जोशी हाइड्रोपावर डेभेलप्मेन्ट कम्पनी लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गरेको मिति :	२०७१/१०/१	लागत :	रु. ६१ करोड ३८ लाख

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	४३ मि. लामो Concrete Weir	विद्युत गृह (Power House) :	Surface २८.५ मि. x १.७ मि.
इन्टेक (Intake) :	२ वटा ३ मि. x १ मि. Side Intake	टर्बाइन (Turbine) :	२ वटा २१०० किलोवाटका Horizontal Axis Francis टर्बाइन
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	२ वटा Chamber भएको ५० मि. x ४.६ मि. x ३.६ मि.	जेनेरेटर (Generator) :	२ वटा Synchronous 3-Phase 2.352 kVA जेनेरेटर
नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	३१०० मि. लामो २.२५ मि. x १.७ मि. Headrace Canal	सबस्टेशन (Substation) :	गोदक सबस्टेशन
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	४.४६ क्युमेक	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	४ कि.मि. लामो ३३ के.भि.
हेड (Head) :	१२५ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : २३.११२ गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : यस आयोजनामा भ्रमणका क्रममा २ वटा टर्बाइनमध्ये एउटा टर्बाइन मात्र सञ्चालनमा हुँदा लो लोडमा चलिरहेको जानकारी प्राप्त भयो। २०७१ सालमा सञ्चालन भएको सो आयोजना १० वर्षसम्म बन्द रहेर २०७९/१२/२४ बाट मात्र कम लोडमा चलेको जानकारी प्राप्त भयो। आयोजनाको आफ्नै स्वीचयार्ड रहेको र नेपाल विद्युत प्राधिकरणको ३३ के.भी. ६ नं. सबस्टेशनमा विद्युत कनेक्शन हुने कुरा जानकारी प्राप्त भयो। ठूलो पुवा र सानो पुवाबाट बाँध बाँधेर

सुरुङमा पानी पठाई विद्युत उत्पादन हुने जानकारी प्राप्त भयो । आयोजनासम्बन्धी विस्तृत जानकारी उपलब्ध कर्मचारीमा समेत नभएको प्रारम्भिक छलफलबाट जानकारी प्राप्त भयो ।

समस्या : हाल केही नभएको ।

सुझाव : जोशी हाइड्रोपावर कम्पनी लि. को उत्पादन अनुमतिपत्र प्राप्त गरेको मिति, विद्युत बिक्री सम्झौता गरेको मिति, सञ्चालनमा आएको मिति, आदि विस्तृत जानकारी प्राप्त नभएको र सो आयोजना पूर्णरूपमा सञ्चालनमा नभएको हुँदा आयोजनाका प्रतिनिधिहरूलाई यथाशीघ्र सम्पूर्ण विवरण उपलब्ध गराउन निर्देशनात्मक सुझाव दिइयो ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएको तस्विर अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (२३) मा छ ।

१६. मध्य तमोर जलविद्युत आयोजना

ताप्लेजुङ जिल्ला, फुङलिङ नगरपालिका र फक्तालुङ तथा मिक्वाखोला गाउँपालिकामा अवस्थित रहेको ७३ मेगावाट क्षमताको मध्य तमोर जलविद्युत आयोजना सानिमा मिडिल तमोर हाइड्रोपावर लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो ।

जिल्ला :	ताप्लेजुङ	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	७३ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	सानिमा मिडिल तमोर हाइड्रोपावर लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गर्नुपर्ने मिति :	२०७९/५/२७ (५२.१ मेगावाट), २०८०/३/३१ (२०.९ मेगावाट) (निमार्णाधीन)	लागत :	रु. १३ अर्ब ३३ करोड

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	५० मि. लामो Concrete Gravity Dam	विद्युत गृह (Power House) :	अर्धभूमिगत ५६.५ मि. x २६ मि.
इन्टेक (Intake) :	६ वटा ४.७५ मि. x ४ मि. को Submerged Intake	टर्बाइन (Turbine) :	६ वटा Vertical 5 jet Pelton टर्बाइन
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	३ वटा Chamber भएको, भूमिगत, ३६०.२४४ मि. लामो	जेनेरेटर (Generator) :	६ वटा Synchronous 3-Phase 94 MVA जेनेरेटर
नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	३३६७ मि. लामो ६.५ मि. diameter भएको Inverted U आकारको हेडरेस सुरुङ	सबस्टेशन (Substation) :	ढुंगे साँघु सबस्टेशन
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	७३.७१ क्युमेक	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	९ कि.मि. लामो २२० के.भि. डबल सर्किट
हेड (Head) :	१३२ मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : ४२९.४०९ गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : अवलोकनका क्रममा मध्य तमोर जलविद्युत आयोजनाको निर्माण कार्य द्रुत गतिमा सञ्चालन हुँदै आएको जानकारी प्राप्त भयो । स्थलगतरूपमा पेनस्टक, विद्युत गृह (निर्माणाधीन अवस्थामा रहेको), कन्ट्रोल रुम (विद्युत गृहसँगै निर्माणाधीन अवस्थामा रहेको), स्वीचयार्ड (विद्युत गृहको दायाँतर्फ निर्माणाधीन अवस्थामा रहेको), विद्युत गृह

क्याम्प, ट्रान्स्फर्मर, विद्युतीय कनेक्सन ग्रिड (१२ कि. मि. दुरीमा ढुङ्गे साँघु २२० के. भी. डबल सर्किटमा जोड्ने व्यवस्थाको लागि तयारी भइरहेको), कार्यालय, स्टाफ क्वाटर, कम्पाउण्ड, साइन बोर्ड, गेट, आदिको अवस्थाको अवलोकन गरिएको थियो । आयोगबाट आई.पी.ओ. को निष्काशनको पूर्वस्वीकृतिको तत्कालीन अवस्थामा ६३ प्रतिशत भौतिक प्रगति भएको भनी कागजात पेश गरेकोमा स्थलगत निरीक्षणमा ७५ प्रतिशत निर्माण भइसकेको देखियो तथापि सी.ओ.डी. मितिसम्म निर्माण सम्पन्न गर्न निकै तीव्र गतिमा निर्माण कार्य सञ्चालन गर्नुपर्ने देखिन्छ ।

समस्या : विद्युत उत्पादन सम्बन्धमा स्थानीय जनसमुदाय या अन्य कतैबाट कुनै विवाद आएको वा समस्या देखिएको पाइएन ।

सुझाव : आयोजनाको सी.ओ.डी. मितिसम्म निर्माण सम्पन्न गर्न निकै तीव्र गतिमा निर्माण कार्य सञ्चालन गर्नुपर्ने सुझाव दिइयो ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (२४) र (२५) मा छन् ।

१७. माथिल्लो हुग्दी खोला जलविद्युत आयोजना

गुल्मी जिल्ला, चन्द्रकोट गाउँपालिका, वडा नं. ६ र ७ मा अवस्थित रहेको ५ मेगावाट क्षमताको माथिल्लो हुग्दी खोला जलविद्युत आयोजना रुरु हाइड्रोपावर कम्पनी लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो । यस आयोजनाले मिति २०७१/०५/२६ मा उत्पादन अनुमतिपत्र प्राप्त गरी आयोजनाको निर्माण सम्पन्न गरी २०७१/१२/०९ मा व्यावसायिक उत्पादन सुरु गरेको र आयोगबाट २०७६/१२/०७ मा आई.पी.ओ. को निष्काशनको पूर्वस्वीकृति प्राप्त गरी ८,१५,४१२ कित्ता शेयर निष्काशन गरिसकेको जानकारी प्राप्त भयो ।

जिल्ला :	गुल्मी	आयोजनाको प्रकार :	रन अफ द रिभर (ROR)
क्षमता :	५ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	रुरु हाइड्रोपावर कम्पनी लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गरेको मिति :	२०७१/१२/०९	लागत :	रु. ७४ करोड ९४ लाख

मुख्य विशेषताहरू :

डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	३.७५ क्युमेक	विद्युत गृह (Power House) :	अर्ध-भूमिगत
हेड (Head) :	१८४.५ मि.	सबस्टेशन (Substation) :	वीरवास सबस्टेशन
विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : २८.२६ गिगावाट घण्टा	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	११.८० कि.मि. लामो ३३ के.भि. सिंगल सर्किट

प्रगति/सारांश : स्थलगत रूपमा आयोजनाको पेनस्टक, अर्ध-भूमिगत विद्युत गृह, कन्ट्रोल रूम, स्वीचयार्ड, विद्युत गृहको क्याम्प तथा कार्यालय, स्टाफ क्वाटर, कम्पाउण्ड, साइन बोर्ड, आदिको अवस्थाको अवलोकन गरिएको थियो । यो आयोजनाले समुदायको लागि १५-१५ मिनेटमा मौसमको अनुमान गर्ने मेशिन विद्यालयमा राखेर विज्ञानका बारेमा थप अनुसन्धान गर्न सहयोग गरेको कुराको जानकारी प्राप्त भयो ।

समस्या : विद्युत उत्पादन सम्बन्धमा स्थानीय जनसमुदाय या अन्य कतैबाट कुनै विवाद आएको वा समस्या देखिएको पाइएन ।

सुझाव : हाल केही नभएको ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएको तस्विर अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (२६) मा छ ।

१८. मनाङ्ग मर्स्याङ्गदी जलविद्युत आयोजना

मनाङ्ग जिल्लामा अवस्थित रहेको १३५ मेगावाट क्षमताको मनाङ्ग मर्स्याङ्गदी जलविद्युत आयोजना मनाङ्ग मर्स्याङ्गदी हाइड्रोपावर कम्पनी प्राइभेट लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धन गरिएको हो ।

जिल्ला :	मनाङ्ग	आयोजनाको प्रकार :	पिकिंग रन अफ द रिभर (PROR)
क्षमता :	१३५ मेगावाट	प्रवर्द्धक :	मनाङ्ग मर्स्याङ्गदी हाइड्रोपावर कम्पनी प्रा. लि.
व्यापारिक उत्पादन सुरु गर्नुपर्ने मिति :	२०८२/१२/१७	लागत :	३२ करोड ३० लाख अमेरिकी डलर

मुख्य विशेषताहरू :

ड्याम (Dam) :	८९.५ मि. लामो Non-overflow Concrete Gravity Dam	विद्युत गृह (Power House) :	Surface ६६ मि. x २५ मि. x ३५ मि.
इन्टेक (Intake) :	६ मि. x ५ मि. Side Intake	टर्बाइन (Turbine) :	२ वटा Pelton टर्बाइन
डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin) :	२ वटा Chamber भएको १६० मि. x १४ मि. x १३.६ मि.	जेनेरेटर (Generator) :	२ वटा Synchronous, 3 Phase जेनेरेटर
नहर/सुरुङ (Canal/Tunnel) :	६०७५.५ मि. लामो ४.४-५.३ मि. x ४.९५-५.३ मि. को हेडरेस सुरुङ	सबस्टेशन (Substation) :	धारापानी सबस्टेशन
डिजाइन डिस्चार्ज (Design Discharge) :	३६.७८ क्युमेक	प्रसारण लाइन (Transmission Line) :	२ कि.मि. लामो २२० के.भि.
हेड (Head) :	४३०.२० मि.	विद्युत उत्पादन :	वार्षिक कूल ऊर्जा : ७५१ गिगावाट घण्टा

प्रगति/सारांश : यस आयोजनाको विस्तृत आयोजना प्रतिवेदन (Detailed Project Report), वातावरणीय प्रभाव मूल्याङ्कन अध्ययन कार्य सम्पन्न गरेर, Grid Impact Assessment गरी विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता सम्पन्न भइसकेको छ । साथै वित्तीय व्यवस्थापन (Financial Closure) सम्पन्न गर्ने क्रममा रहेको यस आयोजनाको स्थलगतरूपमा आयोजनाको क्याम्प, बाँध क्षेत्र (Dam site), विद्युत गृह जाने बाटो र बारुद बङ्कर आदिको अवस्थाको अवलोकन गरिएको थियो । आयोजनाको नं. २, ३ र ४ अडिट बाटो (Adit Roads) को निर्माण, दनक्यु निर्माण स्थलको पुनर्स्थापन र नं. २ र ३ को पहुँच मार्ग निर्माण गर्न अस्थायी जग्गा अधिग्रहण गर्ने कार्य सम्पन्न भएको निर्माण जानकारी प्राप्त भयो ।

समस्या : हाल केही नभएको ।

सुझाव : आयोजना सम्पन्न गर्नुपर्ने मिति (Commercial Operation Date) सम्म आयोजनाका सम्पूर्ण अवयवहरू (Structures) को निर्माण सम्पन्न गर्न तीव्र गतिमा कार्य सञ्चालन गर्नुपर्ने सुझाव दिइएको थियो ।

अन्य केही : स्थलगत अनुगमनमा खिचिएका तस्विरहरू अनुसूची ७ (क) को तस्विर नं. (२७) र (२८) मा छन् ।

४. आ.व. २०७९/०८० मा आयोगले आयोजना गरेका कार्यक्रमहरू

आ.व. २०७९/०८० मा आयोग आफैँले आयोजना गरेका कार्यक्रमहरू निम्नानुसारका रहेका छन् :

४.१ आ.व. २०७९/८० मा विद्युत उपभोक्ता महसुल दर समायोजनको लागि आयोजित सार्वजनिक सुनुवाई कार्यक्रम तथा कारबाही

बुटवल पावर कम्पनी (बि.पि.सी.) लिमिटेडद्वारा यस आयोग समक्ष मिति २०७९/०३/३० मा विद्युत उपभोक्ता महशुल समायोजनको लागि विद्युत उपभोक्ता महसुल दरको प्रस्तावसहित निवेदन पेश गरेको थियो । निवेदनमा बि.पि.सी.ले १३५ प्रतिशत विद्युत महसुल वृद्धिदरको माग गरेको थियो । उक्त निवेदनलाई आयोगले आफ्नो वेबसाइटमा राखी निवेदनउपर सर्वसाधारण उपभोक्ता तथा सरोकारवालाहरूबाट पत्र, इ-मेल, वेबसाइट तथा सूचना प्रविधिका अन्य माध्यममार्फत लिखित अथवा मौखिकरूपमा राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया लिने व्यवस्था गरेको थियो । यसै सम्बन्धमा आयोगले चैत्र १०, २०७९ मा भौतिकरूपमा आयोगको सभाकक्षमा सार्वजनिक सुनुवाईको कार्यक्रम आयोजना गरेको थियो । उक्त कार्यक्रममा आयोगका अध्यक्ष र सदस्यहरू, प्रवर्द्धकहरू, कर्मचारीहरू, स्थानीय जनप्रतिनिधिहरू, सरोकारवालाहरू एवं पत्रकारहरूको भौतिक उपस्थिति रहेको थियो । साथै समग्र उपभोक्ता, भिन्न भिन्न उपभोक्ता वर्गलाई प्रतिनिधित्व गर्ने विभिन्न संघ संस्था एवं सरोकारवालाहरूबाट समेत राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया प्राप्त गर्ने अभिप्रायले आयोगले सूचना प्रविधिको उपयोग गरी आफ्नै ठाउँमा रहेता पनि कार्यक्रममा सहभागिता जनाउन सक्ने व्यवस्था गरेको थियो र सो कार्यक्रम आयोगको आधिकारिक फेसबुक पेज (www.facebook.com/ercnepal2019) मार्फत प्रत्यक्ष प्रसारण गरिएको थियो । उक्त प्रसारण प्रत्यक्षरूपमा विश्वभरिबाट हेर्न सकिने व्यवस्था मिलाइएको थियो ।

उक्त निवेदनमा माग गरिएको १३५ प्रतिशतको विद्युत महशुल दर वृद्धि सम्बन्धमा जिल्लाका जनप्रतिनिधिहरू तथा सम्बन्धित उपभोक्ताहरूको व्यापक विरोध रहेको र हालको अवस्थामा विद्युत महशुल वृद्धि नगर्न राय प्राप्त भएको अवस्थामा बि.पि.सी. लिमिटेडले माग गरेको महशुल वृद्धि हालको अवस्थामा गर्न नसकिने निश्कर्ष आयोगद्वारा निकालिएको थियो । साथै सो कम्पनीले मिति ज्येष्ठ ३०, २०८० मा ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयमा प्रेषित तथा आयोगलाई बोधार्थ दिइएको पत्रमा कम्पनीले उसको आँधीखोला वितरण संरचनाहरू नेपाल विद्युत प्राधिकरणलाई हस्तान्तरण गरी वितरणको कार्यसमेत नेपाल विद्युत प्राधिकरणबाट गराउन अनुरोध गरेको अवस्थामा कम्पनीको माग बमोजिम उक्त वितरण संरचनाहरू नेपाल विद्युत प्राधिकरणलाई हस्तान्तरण गराउने पहल गर्न विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १६ बमोजिम ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाइ मन्त्रालयमा सिफारिस गर्ने निर्णय आयोगको १९६औँ बैठकबाट गरिएको थियो र सोहीअनुरूप मन्त्रालयमा पत्राचार गरिएको थियो ।

४.२ विद्युत खरिद-बिक्री दर निर्धारणको लागि आयोजित सार्वजनिक सुनुवाई कार्यक्रम

अनुमतिपत्र प्राप्त सङ्गठित संस्थाहरूले गत आ.व. २०७९/८० मा यस आयोग समक्ष पेस गरेका विद्युत खरिद-बिक्री दर निर्धारणसम्बन्धी निवेदनउपर कारबाही गर्ने क्रममा आयोगले निम्न मितिहरूमा ऐन, नियमावली तथा विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६ को व्यवस्थाबमोजिम आयोगको सभाकक्षमा आयोगका पदाधिकारी एवं कर्मचारीहरू, ने.वि.प्रा.का प्रतिनिधिहरू, प्रवर्द्धकका प्रतिनिधिहरू, पत्रकारहरू एवं विभिन्न प्रकारका सरोकारवालाहरूको सहभागिताका साथ सार्वजनिक सुनुवाई कार्यक्रमको आयोजना गरिएको थियो । सरोकारवालाहरूको भौतिक उपस्थिति तथा नेपालभरिका समग्र उपभोक्ता, भिन्न भिन्न उपभोक्ता वर्गलाई प्रतिनिधित्व गर्ने विभिन्न संघ संस्था एवं सरोकारवालाहरूबाट समेत राय, सुझाव

तथा प्रतिक्रिया प्राप्त गर्ने अभिप्रायले आयोगले सूचना प्रविधिको उपयोग गरी आफ्नै गाउँ ठाउँमा रहेता पनि कार्यक्रममा सहभागिता जनाउन एवं विश्वको कुनै पनि कुनाबाट पनि कार्यक्रम अवलोकन गर्न सक्ने व्यवस्था गरेको थियो र सो कार्यक्रमहरू आयोगको आधिकारिक फेसबुक पेज (www.facebook.com/ercnepal2019) मार्फत प्रत्यक्ष प्रसारण गरिएको थियो ।

क्र.सं.	आयोजनाको नाम	सार्वजनिक सुनुवाईको मिति	निर्णय मिति
१.	माथिल्लो तमोर जलविद्युत आयोजना, २५५.२८१ मे.वा.	भाद्र ३०, २०७९	कार्तिक ०४, २०७९
२.	कालीगण्डकी गर्ज जलविद्युत आयोजना, १८० मे.वा.	भाद्र ३१, २०७९	मंसिर १६, २०७९
३.	तीला २ जलविद्युत आयोजना, २९६.७४ मे.वा.	चैत्र ०८, २०७९	चैत्र १७, २०७९
४.	तीला १ जलविद्युत आयोजना, २९८.७५ मे.वा.	चैत्र ०८, २०७९	चैत्र १७, २०७९
५.	जगदुल्ला अर्धजलाशययुक्त जलविद्युत आयोजना, १०६ मे.वा.	चैत्र ०८, २०७९	चैत्र १७, २०७९
६.	बुढी गण्डकी ‘क’ जलविद्युत आयोजना, १०३.४ मे.वा.	चैत्र ०९, २०७९	-
७.	बुढी गण्डकी ‘ख’ जलविद्युत आयोजना, २२६ मे.वा.	चैत्र ०९, २०७९	-
८.	माथिल्लो मर्स्याङ्गदी १ जलविद्युत आयोजना, १०२ मे.वा.	आषाढ १८, २०८०	श्रावण १५, २०८०
९.	तल्लो मनाङ मर्स्याङ्गदी जलविद्युत आयोजना, १३९.२ मे.वा.	आषाढ १८, २०८०	श्रावण ८, २०८०
१०.	सुपर तमोर जलविद्युत आयोजना, १६६ मे.वा.	आषाढ १८, २०८०	आषाढ २६, २०८०
११.	बझाङ माथिल्लो सेती जलविद्युत आयोजना, २१६ मे.वा.	आषाढ १९, २०८०	आषाढ २६, २०८०

४.३ नेपाल विद्युत ग्रिड कोड, २०८० (Nepal Electricity Grid Code, 2080/2023) लाई अन्तिम रूप दिन आयोजित कार्यशाला गोष्ठी

ग्रिडको सुरक्षा, स्थायित्व एवं आर्थिक रूपमा कुशलतापूर्वक सञ्चालन गर्न हेतु ग्रिड कोड तर्जुमा गरी

कार्यान्वयनमा ल्याउनु अपरिहार्य रहेको थियो । यसै परिप्रेक्ष्यमा विद्युत नियमन आयोगको काम, कर्तव्य र अधिकारको सन्दर्भमा विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १२ अन्तर्गत विद्युतको उत्पादन, प्रसारण, वितरण तथा व्यापार सम्बन्धमा नियमन गर्न ग्रिड संहिता बनाई कार्यान्वयन गर्ने जिम्मेवारी रहेको हुँदा विभिन्न चरणमा छलफल गर्दै आयोगले ग्रिड कोडको मस्यौदा तयार गरेको थियो । ग्रिड कोड बनाउन एउटा उपसमिति गठन गरिएको थियो जसमा ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय, विद्युत विकास विभाग, ने.वि.प्रा., राष्ट्रिय प्रसारण ग्रिड कम्पनी लिमिटेड, इन्जिनियरिङ अध्ययन संस्थान लगायतका संस्थाहरूका विज्ञहरूद्वारा प्रतिनिधित्व गरिएको थियो । धेरै पटकको अध्ययन/छलफलपश्चात् ग्रिड कोडको मस्यौदा तयार गरिएको थियो । उक्त मस्यौदामा सम्बन्धित निकाय तथा विज्ञहरूबाट राय तथा सुझाव लिन आयोगले आफ्नो वेबसाइटमार्फत मस्यौदा सार्वजनिक गरेको थियो । विभिन्न निकाय, विज्ञ एवं सरोकारवालाहरूबाट सान्दर्भिक राय तथा सुझाव आएकाले ती राय, सुझाव एवं जिज्ञासाहरू माथि छलफल गर्न र ग्रिड संहितालाई अन्तिमरूप दिन हेतु आयोगले आषाढ २२-२३, २०८० मा काठमाडौँस्थित चन्द्रागिरीमा कार्यशाला गोष्ठी आयोजना गरेको थियो । उक्त कार्यशालामा माननीय ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाइ मन्त्री, आयोगका अध्यक्ष, सदस्य एवं कर्मचारीहरू, मन्त्रालयका उप-सचिवहरू, विद्युत विकास विभागका उप-सचिव, नेपाल विद्युत प्राधिकरणका उप-कार्यकारी निर्देशक, निर्देशक तथा प्रबन्धकहरू, इन्जिनियरिङ अध्ययन संस्थानका प्रोफेसर, राष्ट्रिय प्रसारण ग्रिड कम्पनी लिमिटेड, स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूको संस्थाका प्रतिनिधिहरू तथा अन्य सरोकारवालाहरूको उपस्थिति रहेको थियो । अत्यन्तै विस्तृतरूपले छलफल गरिएपश्चात् उक्त मस्यौदालाई आयोगको १९९औं बैठकद्वारा मिति २०८० आषाढ २९ मा अन्तिम रूप दिई नेपाल विद्युत ग्रिड कोड २०८० जारी गरिएको थियो ।

४.४ परिचयात्मक जनचेतनामुलक नियामक निकायबीच अन्तर्क्रिया कार्यक्रम

आयोगद्वारा मिति २०८० आषाढ २० गते *परिचयात्मक जनचेतनामुलक नियामक निकायबीच अन्तर्क्रिया कार्यक्रम* आयोजना गरिएको थियो । प्रचलित नियामकीय अभ्यासहरूसम्बन्धी ज्ञानको प्रादुर्भाव गर्न तथा अनुभव आदान प्रदान गर्दै सहकार्य तथा समन्वयका सम्भावनाहरू पहिल्याउनका निम्ति उक्त कार्यक्रममा नेपालका विभिन्न क्षेत्रका देहायबमोजिमका क्षेत्रगत नियामक निकायका प्रमुखहरूको सहभागिता रहेको थियो ।

- नेपाल बीमा प्राधिकरण
- नेपाल राष्ट्र बैंक
- नेपाल दूरसञ्चार प्राधिकरण
- विद्युत नियमन आयोग

उक्त कार्यक्रम नेपालको एक राष्ट्रिय स्तरको च्यानलमा प्रसारण गरिएको थियो भने यस आयोगको वेबसाइट www.erc.gov.np मा समेत राखिएको छ ।

४.५ आयोगको कार्य सञ्चालनको चौथो वार्षिकोत्सव कार्यक्रम

२०८० वैशाख २५ गते आयोगले आफ्नो कार्य सञ्चालनको चौथो वर्ष पूरा गरेको अवसरमा सम्माननीय प्रधानमन्त्री पुष्पकमल दाहाल 'प्रचण्ड'ज्यू तथा नेपाल सरकार ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयका माननीय मन्त्री शक्तिबहादुर बस्नेतज्यूद्वारा यस आयोगलाई आफ्नो स्थापनाकालको चार वर्ष सफलतापूर्वक पूरा गरेको अवसरमा शुभकामना सन्देशका साथ बधाई ज्ञापन गरिएको थियो । उक्त शुभकामना सन्देश सोही मितिको गोरखापत्र दैनिकमा प्रकाशित भएको थियो ।

शुभकामना सन्देशमा सम्माननीय प्रधानमन्त्रीज्यूले आयोगले विद्युत क्षेत्रमा रहेका चुनौती तथा समस्याको सामना गर्दै, छिमेकी राष्ट्रका विद्युत क्षेत्रका अन्य नियामकीय निकायहरूसँग सहकार्य गरी द्विपक्षीय, त्रिपक्षीय एवं बहुपक्षीय विद्युत व्यापार गर्ने कार्यलाई प्रोत्साहन गरी नेपाल सरकारको दश वर्षमा पन्ध्र हजार मेगावट विद्युत उत्पादन गर्ने र जसमध्ये पाँच हजार मेगावाट विद्युत निर्यात गर्ने तत्कालीन लक्ष्य हासिल गर्नमा महत्वपूर्ण नियमनकारी भूमिका निर्वाह गर्दै विद्युत क्षेत्रको दिगो विकासद्वारा राष्ट्रको आर्थिक उन्नति मार्फत् राष्ट्रिय आकांक्षा प्राप्त गर्न हालसम्म गरेका कार्यहरूको प्रशंसा गर्नुभएको छ। त्यसैगरी, ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयका मा. मन्त्रीज्यूबाट दिइएको शुभकामना सन्देशमा उहाँले विद्युतको उत्पादन, प्रसारण, वितरण तथा व्यापारको तालमेल र प्रवाह सरलरूपमा गराउँदै आयोगले आफ्ना जिम्मेवारीहरू प्रभावकारी ढङ्गबाट पूरा गर्नेमा विश्वास व्यक्त गर्नुभएको छ। साथै नेपालमा उत्पादित विद्युत व्यापारका निम्ति अन्तरदेशीय तथा क्षेत्रीय व्यापारलाई प्रोत्साहन गर्न आयोगले विभिन्न पक्षसँग गर्दै आएको समन्वय र सहकार्यलाई सकारात्मक भनी विश्लेषण गर्नुभएको छ । त्यसैगरी, स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूको संस्था नेपालका अध्यक्षज्यूबाट दिइएको शुभकामना सन्देशमा आयोगद्वारा गरिएका अग्रगामी कार्यहरू जस्तै, कम ब्याजदरमा पुनर्कर्जाको व्यवस्था गरिदिनु, खोलाको पानीको बहावमा कमी भई Availability Declaration अनुसारको उत्पादन गर्न नसकेका १० मे.वा. सम्मका र सोही कारणले ने.वि.प्रा.लाई तिर्नुपर्ने AD Penalty लिन नपर्ने बनाई स-साना विद्युत उत्पादकलाई त्राण दिनाका साथै विद्युतीय प्रणालीलाई स्थिरता प्रदान गर्न मद्दत गर्नु, १० वर्षमा १५,००० मे.वा. निर्माण गर्ने सरकारको लक्ष्यलाई टेवा दिन विनियमावलीलाई परिमार्जन गरेर पुँजी निर्माण (Capital Formation) गर्न १:२ को अनुपातमा हकप्रद शेयर जारी गर्न पाउने व्यवस्था गर्नु जस्ता कार्यहरूलाई प्रशंसा गर्दै आयोगलाई धन्यवाद दिँदै आगामी दिनमा पनि सफलता प्राप्त गर्दै समग्र उर्जा क्षेत्रको आशा, भरोसा र विश्वासको केन्द्र बन्न सकोस् भनी शुभकामना दिनुभएको छ।

आयोगले चौथो वार्षिकोत्सवको अवसरमा विद्युत विकास विभागको सभा हलमा वार्षिकोत्सव कार्यक्रम आयोजना गरेको थियो । उक्त कार्यक्रमलाई माननीय ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रीज्यूले उद्घाटन गर्दै प्रमुख अतिथ्यता गर्नुभएको थियो। कार्यक्रममा आयोगका पदाधिकारी, ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयका सह-सचिवहरू, ने.वि.प्रा.का पदाधिकारीहरू, विद्युत विकास विभागका पदाधिकारीहरू, आयोगका कर्मचारी, स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूको संस्था नेपालका पदाधिकारीहरू, अन्य देशी तथा विदेशी सरोकारवाला संस्थाहरूका पदाधिकारी र कर्मचारीहरू तथा पत्रकारहरूको उपस्थिति रहेको थियो। कार्यक्रममा आयोगको पहिचान तथा प्रगति सम्मिलित श्रव्यदृष्य प्रदर्शन गरिएको थियो । उक्त अवसरमा प्राप्त भएको शुभकामना, सल्लाह तथा सुझावहरूले आफ्नो काम, कर्तव्य र जिम्मेवारी बहन गर्ने सवालमा थप ऊर्जा प्रदान गरेको छ।

सम्माननीय प्रधानमन्त्रीज्यू, ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयका माननीय मन्त्रीज्यू तथा स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूको संस्था नेपालका अध्यक्षज्यूबाट व्यक्त गरिएका शुभकामना अनुसूची-५.१, अनुसूची-५.२ र अनुसूची-५.४ मा समावेश गरिएको छ । सोही अवसरमा आयोगका अध्यक्षबाट व्यक्त गरिएको प्रतिबद्धता अनुसूची-५.३ मा समावेश गरिएका छन्।

५. आ.व. २०७९/०८० मा भएको आयोगको आय व्ययको विवरण

५.१ आयोगको कोष

विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ तथा विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ द्वारा निर्देशित प्रावधान बमोजिम २०७६/०१/२५ मा स्थापना भएको यस आयोगको कोषमा निम्न शीर्षकबाट प्राप्त रकम रहन सक्नेछ :

(क) नेपाल सरकारबाट प्राप्त रकम,
(ख) कुनै व्यक्ति वा संघसंस्थाबाट प्राप्त रकम,
(ग) विदेशी सरकार, व्यक्ति वा अन्तर्राष्ट्रिय संघसंस्थाबाट प्राप्त रकम,
(घ) विद्युत वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको विद्युत बिक्रीबाट भएको वार्षिक कुल आयको एक प्रतिशतमा नबढाई आयोगले तोकेबमोजिम प्राप्त रकम,
(ङ) विद्युत व्यापार गर्न अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले विद्युत व्यापारबाट गरेको वार्षिक कुल आयको एक प्रतिशतमा नबढाई आयोगले तोके बमोजिम प्राप्त रकम,
(च) राष्ट्रिय ग्रिड प्रयोग गरी विद्युत निकासी गर्ने अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले प्राप्त गरेको प्रसारण तथा वितरण दस्तुर (ह्विलिङ चार्ज) को एक प्रतिशतमा नबढाई आयोगले तोके बमोजिम प्राप्त रकम,
(छ) ऐनको दफा २० बमोजिम प्राप्त सेवा शुल्क,
(ज) अन्य स्रोतबाट प्राप्त रकम ।

आयोगले उपरोक्त कोषमा जम्मा भएको रकमबाट सम्पूर्ण खर्च व्यहोर्ने गरेको छ । आयोगको आफ्नै स्रोतबाट सम्पूर्ण खर्च व्यहोरिएको सन्दर्भमा आयोग आर्थिकरूपले आत्मनिर्भर भएको छ तथा आ.व. २०७७/०७८ देखि आयोगमा नेपाल सरकारबाट बजेट विनियोजन गर्नु परेको छैन ।

५.२ आ.व. २०७९/०८० मा आयोगको बजेट तथा खर्चको विवरण

देहाय बमोजिमको शीर्षकमा उल्लेख गरिएअनुसार नियामकीय शुल्क, अन्य दस्तुर मार्फतको आम्दानी र अघिल्लो आ.व.को सञ्चित रकम गरी आयोगको कोषमा रु. १९,२३,६८,८२४.३६ (अक्षरेपी उन्नाईस करोड तेईस लाख अठसट्ठी हजार आठ सय चौबीस रुपैयाँ र छत्तीस पैसा मात्र) आ.व. २०७९/०८० मा आयोगमा रहेकोमा पुँजीगत खर्चतर्फ रु. १७,४६,९३७.०० (अक्षरेपी सत्र लाख छयालीस हजार नौ सय सैतीस रुपैयाँ मात्र) तथा चालु खर्चतर्फ रु. ३,३५,२३,५७९.३६ (अक्षरेपी तीन करोड पैतीस लाख तेईस हजार पाँच सय उनान्असी रुपैयाँ र छत्तीस पैसा) खर्च गरी जम्मा रु. ३,५२,७०,५१६.३६ (अक्षरुपी तीन करोड बाउन्न लाख सत्तरी हजार पाँच सय सोह्र रुपैयाँ र छत्तीस पैसा मात्र) खर्च भएको छ ।

क्र.सं.	व्यहोरा	रकम रु.	क्र.सं.	व्यहोरा	रकम रु.
१	गत आ.व.को अ.ल्या.	११,११,४४,४८१.३६	१	चालु तर्फको खर्च	३,३५,२३,५७९.३६
२	गत वर्षको चेक भुक्तानी नभएको बाँकी आम्दानी	४७,९०४.००	२	पुँजीगत तर्फको खर्च	१७,४६,९३७.००
	गत आर्थिक वर्षको जम्माः	**११,११,९२,३८५.३६**	३	बैंक मौज्दात	१५,७०,९८,३०८.००
३	**चालु आ.व.को आम्दानीः**				
४	विद्युत खरिद बिक्री वापतको आम्दानी	४,९१,४३,३३९.००			

५	शेयर संरचना परिवर्तन वापतको आम्दानी	१८,४०,०००.००			
६	शेयरको सार्वजनिक निष्काशन वापतको आम्दानी	२,४५,४५,१००.००			
७	शेयर खरिद विक्री बापत	५६,४८,०००.००			
चालु आर्थिक वर्षको जम्मा:		**८,११,७६,४३९.००**			
कुल जम्मा:		**१९,२३,६८,८२४.३६**			

शीर्षकको नाम	आ.व. २०७९/८० को शुरु बजेट			आ.व. २०७९/८० को संशोधित बजेट			आ.व. २०७९/८० को यथार्थ बजेट	
	अर्थ मन्त्रालयबाट विनियोजित रकम	आयोगको आम्दानीबाट व्यहोरिने रकम	जम्मा बजेट रकम	थप	घट	अन्तिम बजेट रकम	निकासा रकम	जम्मा खर्च रकम
पूँजीगत खर्च								
सवारी साधन		१,५५,००,०००.००	१,५५,००,०००.००		१,५५,००,०००.००	०.००	०.००	०.००
मेशिनरी तथा औजार		१०,८०,०००.००	१०,८०,०००.००		८,८०,०००.००	२,००,०००.००	९७,९९४.००	९७,९९४.००
फर्निचर तथा फिक्चर्स		३८,२५,०००.००	३८,२५,०००.००	३,२५,०००.००		३१,५०,०००.००	१०,४७,५३५.००	१०,४७,५३५.००
कम्प्युटर सफ्टवेयर निर्माण तथा खरिद खर्च एवं अन्य बौद्धिक सम्पत्ती प्राप्ती खर्च		४,०५,५०,०००.००	४,०५,५०,०००.००		३,९७,००,०००.००	८,५०,०००.००	९७,१८०.००	९७,१८०.००
निर्मत भवनको संरचनागत सुधार		६,१५,६७,५००.००	६,१५,६७,५००.००		६,०५,६७,५००.००	१०,००,०००.००	५,०४,२२८.००	५,०४,२२८.००
पूँजीगत खर्च जम्मा		**१२,१५,२२,५००.००**	**१२,१५,२२,५००.००**	**३,२५,०००.००**	**११,६६,४७,५००.००**	**५२,००,०००.००**	**१७,४६,९३७.००**	**१७,४६,९३७.००**
चालु खर्च								
पारिश्रमिक कर्मचारी		१,४०,८४,७३५.१७	१,४०,८४,७३५.१७			१,४०,८४,७३५.१७	४४,४८,५५२.७०	४४,४८,५५२.७०
पारिश्रमिक पदाधिकारी		४७,५७,८३७.५०	४७,५७,८३७.५०			४७,५७,८३७.५०	३५,३२,४५०.००	३५,३२,४५०.००
पोशाक		३,९०,०००.००	३,९०,०००.००			३,९०,०००.००	२,८०,०००.००	२,८०,०००.००
औषधी उपचार खर्च		७,१९,६७०.००	७,१९,६७०.००			७,१९,६७०.००	०.००	०.००
महंगी भत्ता		९,३६,०००.००	९,३६,०००.००			९,३६,०००.००	१,५८,०००.००	१,५८,०००.००
कर्मचारी बैठक भत्ता		२०,४०,०००.००	२०,४०,०००.००			२०,४०,०००.००	१,६६,५००.००	१,६६,५००.००
प्रोत्साहन भत्ता		७,०९,८३५.००	७,०९,८३५.००			७,०९,८३५.००	०.००	०.००
अन्य भत्ता		१,१८,७८,६७०.००	१,१८,७८,६७०.००		१,१८,१३,८७०.००	६४,८००.००	५,०००.००	५,०००.००

शीर्षकको नाम	आ.व. २०७९/८० को शुरु बजेट			आ.व. २०७९/८० को संशोधित बजेट			आ.व. २०७९/८० को यथार्थ बजेट	
	अर्थ मन्त्रालयबाट विनियोजित रकम	आयोगको आम्दानीबाट व्यहोरिने रकम	जम्मा बजेट रकम	थप	घट	अन्तिम बजेट रकम	निकासा रकम	जम्मा खर्च रकम
पदाधिकारी बैठक भत्ता		१६,८०,०००.००	१६,८०,०००.००			१६,८०,०००.००	६,८६,०००.००	६,८६,०००.००
पदाधिकारी अन्य सुबिधा		३,९८,०००.००	३,९८,०००.००			३,९८,०००.००	८०,०००.००	८०,०००.००
पदाधिकारी अन्य भत्ता		१,२०,०००.००	१,२०,०००.००			१,२०,०००.००	८८,०००.००	८८,०००.००
योगदानमा आधारित वीमा		३,७४,४००.००	३,७४,४००.००			३,७४,४००.००	३१,६००.००	३१,६००.००
अन्य सामाजिक सुरक्षा		९,८२,८००.००	९,८२,८००.००			९,८२,८००.००	०.००	०.००
पानी तथा विजुली		६,५४,०००.००	६,५४,०००.००			६,५४,०००.००	३,६९,२३७.९३	३,६९,२३७.९३
सञ्चार महसुल		११,५२,०००.००	११,५२,०००.००			११,५२,०००.००	४,८४,७३०.००	४,८४,७३०.००
इन्धन पदाधिकारी		२७,५०,०००.००	२७,५०,०००.००			२७,५०,०००.००	२३,४७,७५४.७३	२३,४७,७५४.७३
इन्धन कार्यालय प्रयोजन		१२,४५,०००.००	१२,४५,०००.००			१२,४५,०००.००	३,३५,५५५.००	३,३५,५५५.००
सवारी साधन मर्मत खर्च		१३,२७,५००.००	१३,२७,५००.००			१३,२७,५००.००	८,८२,६४३.००	८,८२,६४३.००
बीमा तथा नवीकरण खर्च		६,६२,५००.००	६,६२,५००.००			६,६२,५००.००	२,३४,६३०.००	२,३४,६३०.००
मेशिनरी तथा औजार मर्मत सम्भार तथा सञ्चालन खर्च		६,००,०००.००	६,००,०००.००			६,००,०००.००	५,३९,३६०.००	५,३९,३६०.००
मसलन्द तथा कार्यालय सामान		१९,५०,०००.००	१९,५०,०००.००			१९,५०,०००.००	११,१८,२८५.००	११,१८,२८५.००
पुस्तक तथा सामाग्री खर्च		३,२५,०००.००	३,२५,०००.००			३,२५,०००.००	५,७९०.००	५,७९०.००
इन्धन अन्य प्रयोजन		२,०८,०००.००	२,०८,०००.००			२,०८,०००.००	१,५४,४५९.००	१,५४,४५९.००
पत्रपत्रिका, छपाई तथा सूचना प्रकाशन खर्च		५५,८४,०००.००	५५,८४,०००.००	१,००,०००.००		५६,८४,०००.००	३०,६५,८७८.००	३०,६५,८७८.००
अन्य कार्यालय सञ्चालन खर्च		६,००,०००.००	६,००,०००.००			६,००,०००.००	१,८३,०९२.००	१,८३,०९२.००

शीर्षकको नाम	**आ.व. २०७९/८० को शुरु बजेट**			**आ.व. २०७९/८० को संशोधित बजेट**			**आ.व. २०७९/८० को यथार्थ बजेट**	
	अर्थ मन्त्रालयबाट विनियोजित रकम	**आयोगको आम्दानीबाट व्यहोरिने रकम**	**जम्मा बजेट रकम**	**थप**	**घट**	**अन्तिम बजेट रकम**	**निकासा रकम**	**जम्मा खर्च रकम**
सेवा र परामर्श खर्च		९७,५०,०००.००	९७,५०,०००.००		८९,६०,०००.००	७,९०,०००.००	०.००	०.००
सूचना प्रणाली तथा सफ्टवेयर सञ्चालन खर्च		९,५५,०००.००	९,५५,०००.००			९,५५,०००.००	५,६९,५२०.००	५,६९,५२०.००
करार सेवा शुल्क		८०,७३,८९७.००	८०,७३,८९७.००			८०,७३,८९७.००	६६,०६,१६६.००	६६,०६,१६६.००
कर्मचारी तालिम खर्च		४२,००,०००.००	४२,००,०००.००		४०,००,०००.००	२,००,०००.००	१६,०००.००	१६,०००.००
कार्यक्रम खर्च		१,९४,००,०००.००	१,९४,००,०००.००		४१,५०,०००.००	१,५२,५०,०००.००	६१,४२,४०५.००	६१,४२,४०५.००
अनुगमन, मूल्यांकन खर्च		२४,००,०००.००	२४,००,०००.००			२४,००,०००.००	२,४५,८२९.००	२,४५,८२९.००
भ्रमण खर्च		७३,३५,०००.००	७३,३५,०००.००		६७,५०,०००.००	५,८५,०००.००	३२,१३८.००	३२,१३८.००
विविध खर्च		२१,५०,०००.००	२१,५०,०००.००		२,६०,०००.००	१८,९०,०००.००	७,१४,००४.००	७,१४,००४.००
घर भाडा		७२,००,०००.००	७२,००,०००.००		६६,००,०००.००	६,००,०००.००	०.००	०.००
सवारी साधन तथा मेसिनरी औजार भाडा		७,५०,०००.००	७,५०,०००.००		६,२५,०००.००	१,२५,०००.००	०.००	०.००
चालु खर्च जम्मा		११,८३,४३,८४४.६७	११,८३,४३,८४४.६७	१,००,०००.००	४,३१,५८,८७०.००	७,५२,८४,९७४.६७	३,३५,२३,५७९.३६	३,३५,२३,५७९.३६
कुल **जम्मा (चालु तथा पूँजीगत)**		२३,९८,६६,३४४.६७	२३,९८,६६,३४४.६७	४,२५,०००.००	१५,९८,०६,३७०.००	८,०४,८४,९७४.६७	३,५२,७०,५१६.३६	३,५२,७०,५१६.३६

५.३ आ.व. २०७९/०८० को वार्षिक प्रगति विवरण

आ.व. २०७९/८० मा आयोगद्वारा बाह्र (१२) वटा विभिन्न किसिमका निवेदनउपर सार्वजनिक सुनुवाई गर्नुका साथै २०६ वटा विभिन्न विषयउपर निवेदनहरूउपर निर्णय प्रदान गरिएको थियो । यसका साथै आयोगद्वारा तीन (३) वटा नियामकीय उपकरणहरू जारी गरी लागु गरिएको छ। यसको तुलनामा स्थापनापश्चात सुरुवातका दुई आ.व. २०७६/०७७ र २०७७/०७८ मा आयोगद्वारा तीन (३) वटा विभिन्न किसिमका निवेदनउपर सार्वजनिक सुनुवाई गर्नुका साथै १७४ वटा विभिन्न किसिमका निवेदनउपर कारबाही गरी स्वीकृति प्रदान गरिएको थियो भने सोही समयावधि भित्र आयोगद्वारा छ (६) वटा नियामकीय उपकरणहरू तर्जुमा गरी लागु गरिएको थियो । त्यसैगरी आ.व. २०७८/७९ मा आयोगद्वारा २३५ वटा विभिन्न विषयउपर निवेदनहरूलाई स्वीकृति प्रदान गरिएको थियो भने सोही समयावधि भित्र आयोगद्वारा एक (१) वटा सार्वजनिक सुनुवाई गर्नुका साथै एक (१) वटा नियामकीय उपकरण तर्जुमा गरी लागु गरिएको थियो ।

आ.व. २०७९/८० मा आयोगको वार्षिक कार्य सम्पादन प्रगति ९३.२८% रहेको छ ।

क.सं.	कार्यसम्पादन विवरण	आ.व. २०७६/७७ र २०७७/७८	आ.व. २०७८/७९	आ.व. २०७९/८०	आ.व. २०७८/७९ को तुलनामा आ.व. २०७९/८० मा भएको कार्यसम्पादन
१	प्राथमिक तथा हकप्रद शेयर निष्काशन	२४	१८	३४	१८९%
२	शेयर संरचना परिवर्तन गर्न पूर्वस्वीकृति प्रदान	५६	२१	२२	१०५%
३	विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत सम्झौताको सहमति	२८	२५	६१	२४४%
४	नेपाल-भारत विद्युत खरिद सम्झौताबमोजिम विद्युत आयात गर्न सहमति	२	०	०	०%
५	बिक्री सम्झौताको संशोधन	५६	१५३	५३	३५%
६	विद्युत कम्पनीको / आयोजनाको स्वामित्व हस्तान्तरण, प्राप्ति, ग्रहण लगायत	८	८	४	५०%
७	विद्युत कम्पनीको शेयर खरिद बिक्रीको सहमति	०	१०	३२	३२०%
८	उपभोक्ता विद्युत महसुल निर्धारण	१	१	१	१००%
९	विनियमावली, निर्देशिका, संहिता, म्यानुअल, कार्यविधि, मार्गचित्र लगायतका नियामकीय उपकरणहरू	६	१	३	३००%
१०	सार्वजनिक सुनुवाई	२	१	१२	१२००%
क)	**कुल जम्मा**	**१८३**	**२३८**	**२२२**	
ख)	**वार्षिक कार्य सम्पादन प्रगति (अघिल्लो आ.व.सँगको तुलनाअनुसार)**				**९३.२८%**

आयोगद्वारा स्थापनाकालदेखि २०८० मङ्सिर मसान्तसम्म समग्रमा ८९७ वटा निवेदनउपर निर्णय दिइएको छ ।

६. आयोगले सामना गर्नुपरेका चुनौती तथा समस्याहरू

नेपालको विद्युत क्षेत्रमा भर्खरै चौथो वार्षिकोत्सव मनाएको यस आयोगलाई नवीन प्रयोगबाट विद्युत क्षेत्रलाई नियमन गर्न चुनौतीपूर्ण रहेको छ। यद्यपि, स्थापनाको सुरुवाती चरणमा एक नयाँ नियमनकारी निकाय, आयोग प्रत्येक चुनौतीलाई स्वीकार्दै र ती चुनौतीको सामना गर्दै अघि बढिरहेको छ। आ.व. २०७९/०८० मा आयोगले मुख्यतः निम्न चुनौतीहरूको सामना गरेको छ :

६.१ पदाधिकारी एवं कर्मचारीहरूको नियुक्ति तथा व्यवस्थापन

आयोगद्वारा नेपाल सरकारबाट कार्तिक २०७७ मा आयोगको सङ्गठन तथा व्यवस्थापन सर्वेक्षण अध्ययन प्रतिवेदन बमोजिमका कर्मचारीहरूको दरबन्दी स्वीकृति पाइसकेको छ । दरबन्दी स्वीकृत भएपश्चात् कर्मचारी प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, २०७८ अर्थ मन्त्रालयको स्वीकृतिको लागि २०७८ आषाढमा ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयमा पठाइएको र त्यस सम्बन्धमा धेरैपटक छलफल भएको थियो । तर उक्त विनियमावलीका केही विषयमा पुनरावलोकन गर्नुपर्ने सुझाव लोक सेवा आयोगबाट आएकाले मन्त्रालयसँग समन्वय गरी पुनरावलोकन एवं पुनर्विचार गरी पुनः मन्त्रिपरिषदमा पेश गर्नु पर्नेछ। मन्त्रिपरिषदबाट सहमति प्राप्त भए पश्चात् उक्त विनियमावली स्वीकृतिको लागि ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयले अर्थ मन्त्रालयमा पठाउनेछ। अर्थ मन्त्रालयको स्वीकृति पश्चात् आयोगको कर्मचारी नियुक्तिको प्रक्रिया तीव्र गतिले अघि बढ्नेछ। यद्यपि, उक्त विनियमावली स्वीकृत नभएका कारण लोक सेवा आयोगमार्फत कर्मचारी छनौट तथा नियुक्ति प्रक्रिया अघि बढाउन सकिएको छैन । तसर्थ, स्थापनाको चार वर्ष पुरा भए तापनि आयोगमा हालसम्म कर्मचारीको नियुक्तिसम्बन्धी कार्य पूरा हुन सकेको छैन। यद्यपि, आयोगका आफ्ना कर्मचारी नियुक्ति भइनसकेकोले कानूनी व्यवस्थाबमोजिम मन्त्रालयअन्तर्गतका अन्य विभागलगायत विद्युत विकास विभागबाट आ.व. २०७९/८० मा पाँच जना राजपत्राङ्कित तथा पाँच जना राजपत्र अनङ्कित गरी जम्मा दश (१०) जना कर्मचारीहरू काजको रूपमा आयोगमा कार्यरत रहेको तथा करार सेवामा कम्प्यूटर अपरेटर, हलुका सवारी चालक (ह.स.चा.) तथा कार्यालय सहयोगी (का.स.) गरी जम्मा अठार (१८) जना कर्मचारीहरू कार्यरत रहेका छन् । पर्याप्त संख्यामा कर्मचारी नहुनाले आयोगद्वारा कतिपय अवस्थामा दैनिक कार्य गर्नमा समेत कठिनाइ हुनुका साथै ऐन तथा नियमावलीले निर्दिष्ट गरेको दायित्व समेत अनुपालन गर्न समस्या भोग्नुपरेको छ।

आ.व. २०७७/७८ देखि रिक्त रहेको एक सदस्य पदमा पदपूर्ति नहुँदै आयोगका अर्का एक सदस्यले २०७९/८० मा राजिनामा दिएकाले हाल दुई सदस्यको पद रिक्त रहेको छ।

६.२ श्रोत साधनको प्रयोगमा समस्या

आयोगको स्थापना भएको चार वर्ष पूरा भए तापनि आवश्यक श्रोत साधनको कमीका कारण आयोगलाई पूर्णरूपले आफ्नो नियामकीय जिम्मेवारी वहन गर्न कठिन भएको छ । आयोगको आर्थिक प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, २०७८ उपर मन्त्रालय एवं अर्थ मन्त्रालयको स्वीकृति प्राप्त नभएको हुँदा आवश्यकताअनुरूप उपलब्ध वित्तीय स्रोतको उपभोग तथा अन्य साधनहरूको खरिद, प्राप्ति, विनियोजन एवं प्रयोग आवश्यकताअनुरूपले गर्न सकिएको छैन । यद्यपि, स्थापनादेखि हालसम्म विद्युत विकास विभागबाट स्रोत साधनको उपलब्धताको सवालमा धेरै सहयोग प्राप्त भएको छ र त्यसका लागि आयोग आभारी छ।

६.३ विद्युत क्षेत्रको सुधार एवं अन्य विषयमा नीतिको कमी

आयोगको स्वतन्त्र रूपमा नियामक गतिविधिहरू सञ्चालन गर्ने अधिकार भए तापनि नियामकका गतिविधिहरू सरकारका नीति एवं कार्यक्रमहरूले तय गरेका लक्ष्य प्राप्ति गर्न केन्द्रित हुनुपर्ने भएकाले आयोगका नियामक गतिविधिहरू नेपाल सरकारले तय गरेका लक्ष्य प्राप्तिका लागि सहायक हुनुपर्दछ । नेपाल सरकारको विद्युत क्षेत्रमा प्रतिष्पर्धाको प्रवर्द्धन गर्ने विधिहरू आदिको निम्न सम्बन्धमा स्पष्ट नीति एवं खाकाको कमी रहेको छ :

- खुल्ला पहुँच
- विद्युत व्यापार, आदि ।

७. आयोगको आगामी कार्यदिशा

यस प्रविधिमैत्री युगमा आयोगले प्रदान गर्दै आएका सेवालाई क्रमशः अनलाइन प्रविधिमार्फत डिजिटलाइज्ड गर्दै अघि बढ्ने कार्यदिशा लिएको आयोगद्वारा विगतका वर्षहरू झैँ आगामी आ.व. २०८०/०८१ मा पनि आफ्नो दायित्वप्रति पूर्ण कर्तव्यनिष्ठ रही जिम्मेवारी वहन गर्ने विश्वास लिएको छ। २०७९ बैशाख २५ मा आयोग आफ्नो प्रथम चरण (Roll Out Phase) सम्पन्न गरेर दोस्रो चरण (Stand–Up Phase)मा प्रवेश गरेको एक वर्ष बितिसकेको छ। गत आ.व.मा आयोगले नियामकीय उपकरणहरू, नेपाल विद्युत ग्रिड कोड, २०८०, विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८० तथा Key Performance Indicators (KPI) Manual for Monitoring Performance of Electric Utility, 2080 तर्जुमा गरी लागु गरेको छ। गत वर्ष एवं विगतका वर्षमा गरेका कार्यहरू, जस्तैः न्यून ब्याजदरमा पुनर्कर्जा प्रदान गर्ने, १० मे.वा. भन्दा कम क्षमताका जलविद्युत आयोजनाका लागि हाइड्रोलोजिकल पेनाल्टी नलगाउने व्यवस्था कार्यान्वयन गर्ने, विनियमावली, निर्देशिका आदि जस्ता विभिन्न नियामकीय उपकरण तर्जुमा गर्ने, उपभोक्ता विद्युत महसुल निर्धारण गर्ने, विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण गर्ने, सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन गर्ने तथा विभिन्न किसिमका निवेदनहरूउपर कारबाही गरी पूर्वस्वीकृति वा स्वीकृति दिने तथा निर्णय गर्नेबाट प्राप्त भएको अनुभवबाट पाठ सिकी आगामी वर्षहरूमा अझै दक्ष एवं सशक्त भई नियामकीय जिम्मेवारी वहन गर्नेमा आयोग दृढ रहेको छ।

आयोगले आफ्नो काम, कर्तव्य, दायित्व एवं आफ्नो नियमनकारी पहुँच विस्तार गर्ने प्रयोजनका लागि आगामी आ.व. २०८०/०८१ मा श्रोत साधनको उपलब्धता, आवश्यकता एवं औचित्यका आधारमा प्राथमिकीकरण गरी नियामकीय उपकरणहरूको तर्जुमा गरी लागु गर्ने योजना बनाएको छ। त्यसै अनुरूप, आयोगले योजनाबद्ध एवं चरणबद्धरूपले आफ्नो पूर्ण क्षमतामा नियामकीय जिम्मेवारी वहन गर्नेतर्फ उन्मुख हुँदै गर्दा मार्गदर्शक दस्तावेजको रूपमा प्रयोग गर्ने हेतुले आफ्नो नियामकीय मार्गचित्र (Regulatory Roadmap) को तर्जुमा समेत गरेको छ। उल्लेखित नियामकीय मार्गचित्रअनुरूप आयोगले आ.व. २०८०/०८१ मा केही नियामकीय उपकरणको तर्जुमा गर्ने तथा मस्यौदा तयार भइसकेका नियामकीय उपकरण उपर छलफल गरी कार्यान्वयन गर्ने कार्यक्रम रहेको छ। आगामी वर्षहरूमा आयोगले निम्न नियामकीय उपकरणहरूमध्ये केहीको तर्जुमा तथा कार्यान्वयन गर्ने लक्ष्य राखेको छ भने केहीको सुरुवात गर्नेछ :

- विद्युत नियमन आयोग आर्थिक प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली
- विद्युत नियमन आयोगका कर्मचारी प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली
- खुल्ला पहुँच (Open Access) सम्बन्धी निर्देशिका
- विद्युत नियमन आयोग विवादसम्बन्धी विनियमावली
- विद्युत नियमन आयोग आन्तरिक नियन्त्रण प्रणाली
- विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका
- जलविद्युत आयोजनाको दोस्रो चरणको विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौतासम्बन्धी निर्देशिका
- प्रसारण दस्तुर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका
- नियामकीय लेखा प्रणाली
- वितरण संहिता (Distribution Code) आदि

नियामकीय उपकरणको तर्जुमाका अतिरिक्त आयोगले भविष्यमा देहायबमोजिमका कार्य गर्ने लक्ष्य राखेको छः

- सेवाको लागत सम्बन्धी अध्ययन
- विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको नमुना

८. अवधारणा (Vision)

८.१ पृष्ठभूमि

दक्षिण एशिया क्षेत्र, विशेष गरी, भुटान, बङ्गलादेश, भारत तथा नेपाल (बि.बि.आइ.एन.) उपक्षेत्रमा क्षेत्रीय विद्युत व्यापारका लागि तीव्र गतिमा प्रयत्नहरू हुन थालेका छन् । नेपाल तथा भुटानले प्रचुर मात्रामा जलविद्युतको सम्भावना बोकेका भारत र बङ्गलादेश जलविद्युत जस्तो स्वच्छ ऊर्जाको स्रोतको खोजीमा रहेका र नेपाल र भुटानमा विद्युतको श्रोतको विविधीकरणको आवश्यकतालाई आधार मान्दा बि.बि.आइ.एन.उपक्षेत्रका देशहरू ऊर्जाको मामिलामा एक आपसका स्वाभाविक परिपुरक मान्न सकिन्छ । समग्र क्षेत्रको ऊर्जा सुरक्षा तथा आर्थिक विकासका लागि यी देशहरूबीच ऊर्जाका विषयमा सशक्त सहकार्यको आवश्यकता छ ।

८.२ दक्षिण एशिया क्षेत्रमा विद्युत व्यापारको अवस्था

दक्षिण एशिया क्षेत्र, विशेष गरी, बि.बि.आइ.एन.उपक्षेत्रमा दुईपक्षीयरूपमा विद्युतको व्यापार सन् १९५० को दशकदेखि नै भइरहेको भए तापनि पछिल्लो दशकमा आएर मात्र व्यापकता पाएको हो । सन् २०१२ मा १४०० मेगावाटमा सीमित रहेको अन्तरदेशीय विद्युत व्यापार सन् २०२२ मा ३९०० मेगावाट पुगेको छ ।[१०] यो मात्रा भविष्यमा अझै बढ्दै जाने र सन् २०४० सम्म यो परिमाण ४३.८ गिगावाटसम्म पुग्ने अनुमान गरिएको छ[११] । देशहरूबीच भएको विद्युत व्यापारको मात्राको सम्बन्धमा कुरा गर्दा २०२२ को जुनदेखि २०२३ को जुलाईसम्म बि.बि.आइ.एन.क्षेत्रमा १७,७०० गिगावाट-घण्टा विद्युत आदानप्रदान भएको थियो । उक्त अवधिमा नेपाल र भारतबीच २९५० गिगावाट-घण्टा, भुटान र भारतबीच ६१५० गिगावाट-घण्टा तथा बङ्गलादेश र भारत बीच ८६७० गिगावाट-घण्टा विद्युतको व्यापार भएको स्थिति छ[१२] । हाल यस बि.बि.आइ.एन.उपक्षेत्र/दक्षिण एशिया क्षेत्रमा विद्युत व्यापार दुईपक्षीय संयन्त्र अन्तर्गत् मात्रै हुँदै आएको छ।

हाल दक्षिण एशिया क्षेत्र र बि.बि.आइ.एन.उपक्षेत्रमा विद्युत व्यापार दुईपक्षीयरूपमा मात्र हुने भए तापनि त्रिपक्षीय एवं बहुपक्षीय विद्युत व्यापारका सम्भावनाहरू पहिल्याउन खोजिएका छन् । तर, विद्युत प्रसारणसम्बन्धी पूर्वाधारको कमीका कारण न त अपेक्षित मात्रामा विद्युत व्यापार हुन सकेको छ न त बहुपक्षीय विद्युत व्यापारका सम्भावनाहरू फलिभूत हुनसकेका छन् ।

बि.बि.आइ.एन.उपक्षेत्रमा भविष्यमा हुने क्षेत्रीय विद्युत आदानप्रदानको परिमाणको वृद्धिको सम्बन्ध यस क्षेत्रमा हुने प्रसारण लाइन संरचना तथा सञ्जालको विकाससँग अन्योन्याश्रीत हुनेछ । यस्ता प्रसारण संरचना तथा सञ्जालको विस्तार हुँदै जाँदा क्षेत्रीय विद्युत बजारले समेत प्रश्रय पाउँदै जानेछ जसको फलस्वरूप यस क्षेत्रमा विद्युत व्यापारमा थप वृद्धि भएर जानेछ । यसको प्रत्यक्ष फाइदा, नेपाल र भुटानजस्ता ऊर्जा निर्यात गर्न सक्ने क्षमता भएका देशहरूलाई हुने र क्रमशः त्यसबाट त्यस्ता देशहरूको आर्थिक स्थिति सुदृढ हुँदै जानेछ । तसर्थ, ऊर्जाको विषयमा क्षेत्रीय सहकार्यमा जोड दिँदै त्रिपक्षीय एवं बहुपक्षीय संयन्त्रहरू मार्फत् रणनीतिक रूपमा प्रसारण संरचनाको विकासमा लगानी गर्नुलाई आर्थिक उन्नतितर्फ उन्मुख हुनु मान्न सकिन्छ ।

८.३ अवधारणा

क्षेत्रीय स्तरमा भएका संस्थाहरू जस्तैः SAFIR, BBIN, SAREP, SAARC, BIMSTEC ले आयोजना गरेका विभिन्न

[१०] https://sarepenergy.net/wp-content/uploads/2023/08/SAFIR-SAREP-Conference-Proceeding-2023-Deepening-Cross-Border-Electricity-Trade-Regional-Electricity-Market-Development-for-Sustainable-Energy-in-South-Asia.pdf

बैठक/फोरम/कार्यक्रमहरूमा दक्षिण एशियाली क्षेत्र बीच ऊर्जा क्षेत्रको विकासकोलागि अध्यक्ष श्री दिल्ली बहादुर सिंहज्यूले निम्न बमोजिमका अवधारणाहरू विभिन्न समयमा व्यक्त गर्दै आउनु भएको छ भने सम्बन्धित देशका नियामक/विज्ञ/प्रशासकहरूले यस अवधारणाको उच्च मूल्याङ्कन गर्दै यसलाई शिघ्रातिशिघ्र कार्यान्वयनमा लानु पर्ने बताएका छन्।

यस अवधारणाअन्तर्गत दक्षिण एशियाली क्षेत्र/बि.बि.आइ.एन.उपक्षेत्रमा विद्युत व्यापार विषयक क्षेत्रीय सहकार्यको वृद्धि गर्न तीन सयन्त्र प्रस्ताव गरिएको छ :

क. नेपालदेखि बङ्गलादेशसम्म समर्पित प्रसारण लाइन (Dedicated Transmission Line) निर्माण

ख. बि.बि.आई.एन. क्षेत्रमा प्रसारण लाइनहरूको एक हब निर्माण

ग. दक्षिण एशियाली पावरपुलको निर्माण तथा सञ्चालन

क. नेपालदेखि बङ्गलादेशसम्म समर्पित प्रसारण लाइन (Dedicated Transmission Line) निर्माण

नेपालले विद्युत निर्यात गर्ने गन्तव्य खोजिरहेको र बङ्गलादेशले आफ्नो ऊर्जा सुरक्षाका निम्ति छिमेकी राष्ट्रहरूबाट विद्युत आयात गर्न खोजिरहेको तथ्यलाई मध्यनजर गर्दा नेपाल र बङ्गलादेश विद्युत व्यापारका विषयमा एक आपसका साझेदार हुन सक्ने प्रशस्त सम्भावना देखिन्छ। यद्यपि नेपाल र बङ्गलादेशको भूभाग एकआपसमा जोडिएका छैनन्। तसर्थ, तेस्रो पक्ष भारतको उपस्थिति बिना हालसम्म नेपाल र बङ्गलादेशबीच विद्युत व्यापार सम्भव भएको छैन। यसलाई सम्बोधन गर्न, नेपाल र बङ्गलादेशले भारतको भूभागबाट भूमिगत समर्पित ७६५ के.भी. प्रसारण लाइन/केवल (Underground Dedicated 765 kV Transmission Line/Cable) निर्माण गर्नुपर्दछ भने अधिक मात्रामा विद्युत प्रसारण गर्न मल्टि-सर्किट प्रसारण लाइन/केवल (Underground Dedicated 765 kV Transmission Line/Cable) निर्माण गर्नुपर्दछ।

नेपाल तथा बङ्गलादेशबीच समर्पित (Dedicated) प्रसारण लाइनको सम्भावित रेखाचित्र

[११] https://sarepenergy.net/wp-content/uploads/2023/08/SAFIR-SAREP-Conference-Proceeding-2023-Deepening-Cross-Border-Electricity-Trade-Regional-Electricity-Market-Development-for-Sustainable-Energy-in-South-Asia.pdf

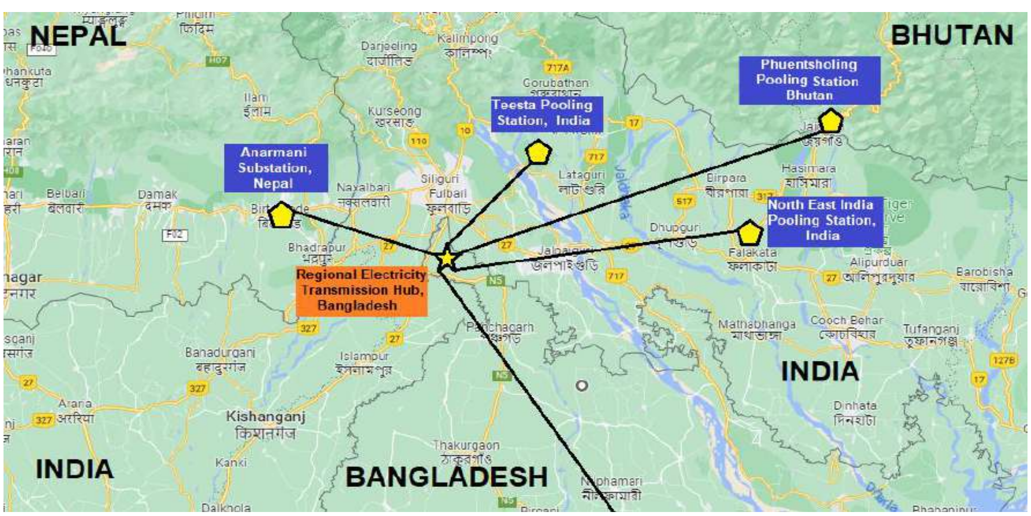
[१२] https://posoco.in/reports/monthly-reports/

नेपालको भद्रपुर सब-स्टेसनदेखि बङ्गलादेशको सीमावर्ती क्षेत्र टेटुलियासम्म २६ किलोमिटर भूमिगत समर्पित (Dedicated) प्रसारण लाइन/केवल निर्माण गरी भारतको प्रणालीमा विद्युत नपठाई सोझै बङ्गलादेशमा विद्युत पुऱ्याउन सकिन्छ। उक्त प्रसारण लाइन ७६५ के.भी.को हुनु पर्ने र हाललाई डबल सर्किट र भविष्यमा आवश्यकता अनुसार अन्य सर्किट थप्न मिल्ने गरी स्तरोन्नति गर्न सकिने गरी निर्माण गर्नुपर्दछ। यसो गर्दा नेपाल र बङ्गलादेशबीच विद्युत व्यापारका लागि भारतले आफ्ना प्रणालीहरूको स्तरोन्नति गर्ने आवश्यकता आइपर्दैन र विद्युत प्रसारण गर्दा हुने प्राविधिक क्षति पनि न्यूनीकरण गर्न सकिन्छ। नेपाल र बङ्गलादेशका भूभाग बीचको न्यूनतम दुरी २३ किलोमिटर मात्र रहेकोमा उक्त दुई विन्दुका बीच विद्युत आयात/निर्यात गर्दा भारतको भुभागको २३ किलोमिटर मात्र प्रयोग हुनेछ।

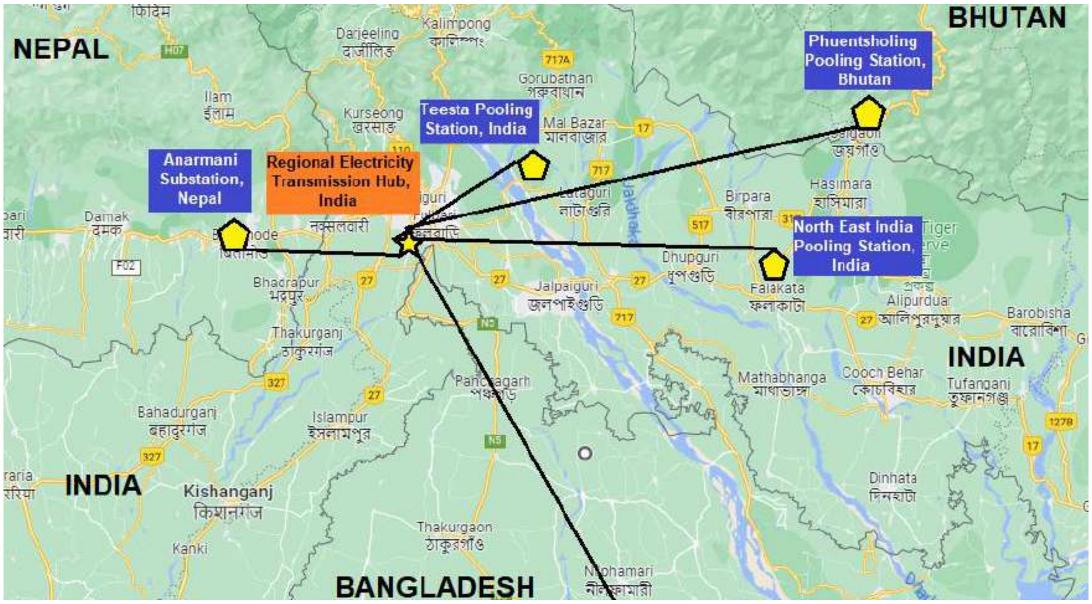
उक्त प्रसारण लाइन भूमिगत बनाइने हुँदा त्यस क्षेत्रमा भारतलाई वातावरणीय, जनसांख्यिक, सामाजिक, आर्थिक तथा संरचनागत असर नपर्ने गरी निर्माण तथा सञ्चालन गर्न सकिन्छ। भारतको भूमिगत भूभाग मात्र प्रयोग हुने भए पनि यस परियोजना साकार हुन भारतले आफ्नो भूभाग प्रयोग गर्न दिनुपर्ने र उक्त संरचना निर्माणको क्रममा सहजीकरण गर्नुपर्ने आवश्यकता हुन्छ। तसर्थ, यस प्रस्तावित परियोजनाको विस्तृत अध्ययन गरी आयोजना निर्माण अघि बढाउन कूटनीतिक तहमा समझदारी खोजिनुपर्दछ। यस प्रयोजनको लागि भारतले आफ्नो भूभाग प्रयोग गर्न दिएबापत् निश्चित रोयल्टी/दस्तुर नेपाल र बङ्गलादेशले तिर्ने गरी सम्झौता गर्न सकिन्छ।

ख. बि.बि.आई.एन. क्षेत्रमा प्रसारण लाइनहरूको एक हब निर्माण

बि.बि.आइ.एन. क्षेत्रमा एक क्षेत्रीय विद्युत प्रसारण हब निर्माण गरी बङ्गलादेश, नेपाल, भुटान एवं भारतको उत्तरपूर्वी प्रान्तहरू एवं सिक्किम तथा पश्चिम बङ्गालमा उत्पादन हुने विद्युतलाई उक्त हबमा जोड्न सकिन्छ। सहभागी देश/क्षेत्रहरूमा सबस्टेसन तथा पुलिङ स्टेसनहरू निर्माण गरी सो हबलाई प्रसारण लाइनमार्फत प्रस्तावित राष्ट्रिय एवं क्षेत्रीय पुलिङ स्टेसनहरूसँग जोडन सकिन्छ र विद्युतको माग अधिक रहेको देशले यस हबबाट विद्युत लैजान सक्ने गरी हबलाई सञ्चालन गर्न सकिन्छ। नेपाल र भुटान मात्र नभई भारतको उत्तरपूर्वी राज्यहरू समेत जलविद्युतको व्यापक सम्भावना भएका क्षेत्रमा पर्दछन्। उक्त हब निर्माण गर्दा २ वटा विकल्पहरूमध्ये कुनै एक विकल्प प्रयोग गर्न सकिन्छ : (अ) बङ्गलादेशको बङ्गलाबन्धभन्दा केही दक्षिणमा अथवा (आ) भारतको पश्चिम बङ्गालस्थित सिलिगुडी सबडिभिजन अन्तर्गत रहेको फुलबारीभन्दा दक्षिण पश्चिमी भागमा रहेको रहमु क्षेत्रमा उक्त हब निर्माण गर्न सकिन्छ। उक्त हब निर्माण भएपश्चात बङ्गलादेश, भुटान, भारत र नेपाल (बि.बि.आइ.एन.) क्षेत्रका देशहरूले एकैपटक विभिन्न देशहरूमा विद्युत निर्यात तथा तिनीहरूबाट आयात गर्न सक्ने र यसका कारण दक्षिण एशियाको क्षेत्रीय विद्युत व्यापारमा नयाँ आयाम थपिने छ।



(विकल्प-१) बि.बि.आई.एन. क्षेत्रमा क्षेत्रीय प्रसारण लाइनको हबको सम्भावित रेखाचित्र



(विकल्प-२) बि.बि.आई.एन. क्षेत्रमा क्षेत्रिय प्रसारण लाइनको हबको सम्भावित रेखाचित्र

ग. दक्षिण एशियाली पावरपुलको निर्माण तथा सञ्चालन

संसारभरिका सबै जसो क्षेत्रहरू जस्तै उत्तर अमेरिका, दक्षिण अमेरिका, यूरोप, अफ्रिका, पूर्वी एशिया तथा पश्चिमी एशियामा समेत एकीकृत पावरपुलहरू (Power Pool) को विकास भई अत्यन्त राम्रो रूपले सञ्चालन समेत भएको परिप्रेक्षमा भने दक्षिण पूर्वी एशियाली क्षेत्र/देश मात्र पछि परेको अवस्था छ। यस अवस्थाबाट स्तरोन्नति हुनैपर्ने बाध्यता समेत यस क्षेत्रका देशहरूलाई भएको परिप्रेक्षमा दक्षिण एशियाली क्षेत्रमा क्षेत्रीय विद्युत बजारको पूर्ण विकास गरी विद्युत व्यापारलाई गतिशीलता दिन दक्षिण एशियाली पावरपुल (South Asian Power Pool) को निर्माण गरी सञ्चालनमा ल्याउनु अपरिहार्य छ। यस क्षेत्रका देश सम्मिलित पवारपुल दक्षिण एशियाको विद्युतको एक स्वायत्त बजार हुने र त्यसले कुनै पनि देशको मातहतमा नरही स्वतन्त्र एवं निष्पक्ष रूपमा विद्युतको किनबेचको लागि स्थान उपलब्ध गराउनेछ।

पावरपुल सञ्चालनमा ल्याई डे अहेड (Day-Ahead), रियल टाइम/स्पट मार्केट (Real Time/Spot Market), एन्सिलियरी सर्भिसेस (Ancillary Services), रिन्युएबल इनर्जी सर्टिफिकेट (Renewable Energy Certificate), आदि जस्ता संयन्त्रहरू मार्फत माग र आपूर्तिका आधारमा विद्युत खरिद गर्ने व्यवस्था स्थापित गर्न सकिन्छ। विशेष गरी, भारत तथा बङ्गलादेशमा स्वच्छ ऊर्जाको माग अत्यधिक भएको हुँदा पावरपुलमा नेपालमा उत्पादित हरित ऊर्जाले राम्रो मुल्य पाउने सम्भावना हुन्छ।

८.४ औचित्य

नेपालको कोशी प्रदेश जलविद्युत उत्पादनकको प्रचुर सम्भावना बोकेको छ र यस प्रदेशमा कोशी नदीका शाखा नदीहरू, जस्तै, अरुण, काबेली, तमोर, दुधकोशी, लिखु तथा सोलु नदीहरूमा ठूला जलविद्युत आयोजनाहरू केही निर्माणाधीन अवस्थामा त केही अध्ययनका चरणमा रहेका छन्। त्यसै गरी, ब्रम्हापुत्र नदी र यसका शाखा नदीहरू जस्तै टीस्टा, कल्जानी, मानस, सिङ्गिमारी, आदिका कारण भारतको उत्तरपूर्वी प्रान्तहरूले पनि जलविद्युतको ठूलो सम्भावना बोकेका

छन् । भुटान त विद्युत उत्पादनको सम्भावनाको विषयमा चर्चित नै छ र धेरै वर्षअघि देखि भारतमा विद्युत निर्यात गर्दै आइरहेको छ । यस क्षेत्रमा निर्माण हुने प्रसारण लाइनहरूको हब नेपाल, भुटान, भारत र बङ्गलादेशको निटकमा रहने भएकाले जलविद्युत उत्पादन केन्द्रबाट उत्पादित विद्युत सङ्कलन गरी खपत केन्द्र अर्थात् बङ्गलादेश र भारतको पश्चिम बङ्गाल वा अन्य प्रान्तसम्म लैजान सहज हुन्छ । साथै, यस क्षेत्रमा ऊर्जा सुरक्षाको स्थिति पनि सहज भएर जान्छ ।

यस क्षेत्रको विद्युत उत्पादनको सम्भावनाको चित्रण यसप्रकार रहेको छ :

तालिका १: भुटान, भारत तथा नेपालको जलविद्युत उत्पादनको सम्भावना

क्र.सं.	विवरण	क्षमता (मे.वा.)	सन्दर्भ सामग्रीको लिङ्क	आंकडाको स्रोत
१.	ब्रम्हपुत्र बेसिन (भारत) को विकासयोग्य जलविद्युत उत्पादनको सम्भावना	६२,७२७.००	https://shorturl.at/egPUX	केन्द्रिय विद्युत प्राधिकरण, भारत
२.	कोशी प्रदेशको मोटामोटी जलविद्युत उत्पादनको सम्भावना	२२,६१९.००	https://shorturl.at/koYZ4	जल तथा ऊर्जा आयोगको सचिवालय, नेपाल
३.	भुटानको अनुमानित जलविद्युत उत्पादनको सम्भावना	३७,०००.००	https://shorturl.at/bco19	ऊर्जा तथा प्राकृतिक स्रोत मन्त्रालय, भुटान
		१११,८००.००		

तालिका २: सञ्चालन एवं निर्माणमा रहेका जलविद्युत आयोजनाको क्षमता

क्र.सं.	विवरण	सञ्चालनमा रहेका आयोजनाहरुको क्षमता (मे.वा.)	निर्माणमा रहेका आयोजनाहरुको क्षमता (मे.वा.)	सन्दर्भ सामग्रीको लिङ्क	आँकडाको स्रोत
१.	भारत (ब्रम्हपुत्र बेसिन)	४,६८७.००	५,७४०.००	https://shorturl.at/egPUX	केन्द्रिय विद्युत प्राधिकरण, भारत
२.	नेपाल (कोशी प्रदेश)	४५९.००	२,८७७.६९	http://doed.gov.np/	जल तथा ऊर्जा आयोगको सचिवालय, नेपाल
३.	भुटान (समग्र)	२,३३४.००	२,३३८.००	https://shorturl.at/bco19	ऊर्जा तथा प्राकृतिक स्रोत मन्त्रालय, भुटान

		७,४८०.००	१०,९५५.६९		

माथिका तालिकाहरूमा देखाएबमोजिम, यस क्षेत्रमा झन्डै ७,५०० मे.वा. क्षमताका जलविद्युत आयोजनाहरू सञ्चालनमा रहेका छन् । थप, ११,००० मे.वा. क्षमताका जलविद्युत आयोजनाहरू निर्माणका विभिन्न चरणमा रहेका छन् । यद्यपि, यस क्षेत्रको विद्युत उत्पादन सम्भावना हाल सञ्चालनमा रहेका तथा निर्माणमा रहेका परियोजनाको क्षमताको योगफलको कैयौं गुणा बढी रहेको छ ।

सन् २०११ देखि २०२० सम्म पश्चिम बङ्गालको वार्षिक विद्युत खपत ४.५% का दरले वृद्धि भएको थियो[१३] । सन् २०१० देखि २०१६ सम्म बङ्गलादेशको आर्थिक वृद्धि वार्षिक ६.३% को दरले हुँदै गर्दा कुल वार्षिक ऊर्जा खपत ५.५% का दरले तीव्र गतिमा बढेको थियो । यद्यपि, २०१६ पश्चात् २०२१ सम्म भने सो दर उल्लेख्यरूपमा घटेर २.९% प्रति वर्षमा झरेको थियो[१४] । जापानको अन्तर्राष्ट्रिय सहकार्य संस्था (जाईका) को संलग्नतामा तयार गरिएको बङ्गलादेशको शक्ति तथा ऊर्जा क्षेत्र गुरुयोजना, २०१६ ले बङ्गलादेशले २०३१ सम्म ८,५०० मे.वा. तथा २०४० सम्म ९००० मे.वा. विद्युत छिमेकी राष्ट्रहरूसँगबाट आयात गर्न सक्ने उल्लेख गरेको छ । यी तथ्याङ्कहरूले भविष्यमा पनि यी क्षेत्रहरू विद्युत खपतको प्रमुख केन्द्र रहने र पारम्परिक ऊर्जाबाट नवीकरणीय ऊर्जातर्फ अघि बढ्ने यस क्षेत्रका देशहरूमा विद्युतका सवालमा क्षेत्रीय सहकार्यको लागि ठूलो स्थान रहेको मान्न सकिन्छ ।

यस क्षेत्रमा जलविद्युत उत्पादनको क्षमता अधिक भए तापनि आर्थिक गतिविधि अधिक भएका स्थानहरू तिनको छेउछाउमा रहेका छैनन् । तसर्थ, विद्युतलाई उत्पादन हुन सक्ने स्थानदेखि विद्युत खपत हुन सक्ने स्थानसम्म सशक्त प्रसारण लाइनको सञ्जाल निर्माण गर्नुपर्ने आवश्यकता हुन्छ । यसले यस क्षेत्रमा आवश्यक मात्रामा प्रसारण संरचना निर्माण गर्न क्षेत्रीय तवरबाट सशक्त प्रयास गर्नुपर्ने आवश्यकतातर्फ इङ्गित गर्दछ । यस अवधारणा पत्रमा छलफल गरिएका क्षेत्रीय विद्युत प्रसारण हब एवं नेपालदेखि बङ्गलादेशसम्मको प्रत्यक्ष प्रसारण लाइन विद्युत व्यापारको लागि उपयुक्त र अपरिहार्य मार्ग चित्र हुन् । दुईपक्षीय सम्झौता अन्तर्गत विद्युत बिक्री गर्नु र एक देशले अर्को देशको राष्ट्रिय बजारमा विद्युत किनबेच गर्नुभन्दा समग्र क्षेत्रीय बजार अथवा पावर पुल निर्माण गरी सञ्चालनमा ल्याउन सके यस क्षेत्रमा हुने विद्युत व्यापारलाई थप प्रतिस्पर्धी तथा निष्पक्ष बनाउन सकिन्छ । यस अवधारणा पत्रमा उल्लेख गरिएका अवधारणाहरू कार्यन्वयन गर्न सकेमा यस बि.बि.आइ.एन.क्षेत्रमा विद्युत सहकार्यले उल्लेखनीय उचाइ हासिल गर्न सक्नेछ ।

८.५ लागतको बाँडफाँड

यस अवधारणा पत्रमा छलफल भएका आयोजनाहरू विकास, निर्माण तथा सञ्चालन गर्न दुई किसिमले लागतको बाँडफाँड गर्न सकिन्छ ।

क. कम्पनी मोडलमा विकास, निर्माण तथा सञ्चालन

यो मोडल नेपाल र बङ्गलादेशबीच निर्माण गरिने समर्पित/डेडिकेटेड प्रसारण लाइन, बि.बि.आई.एन. क्षेत्रमा विकास गरिने पावर हब तथा पावर पुलमा समेत उपयोगी हुनेछ । यस मोडल अन्तर्गत्, यस क्षेत्रमा क्षेत्रीय विद्युत खरिद बिक्रीमा सहभागी हुने देशहरूले सहमति पत्र (Memorandum of Understanding) का आधारमा एक कम्पनी खडा

[१३] https://www.ceicdata.com/en/india/electricity-consumption-utilities/electricity-consumption-utilities-west-bengal

[१४] https://www.enerdata.net/estore/energy-market/bangladesh/

गरिन्छ। सम्बन्धित आयोजना निर्माण गर्न आवश्यक लगानी उक्त कम्पनीको शेयरबाट प्राप्त हुन्छ र सहभागी हुने हरेक देशहरूको निश्चित संख्यामा शेयरहरू खरिद गर्नेछन्। हरेक देशले प्राप्त गर्ने शेयरको संख्या देशहरूले वार्ताको आधारमा तय गर्न सक्नेछन्। आवश्यकता परेको खण्डमा उक्त कम्पनीले विभिन्न विकास साझेदारहरू अथवा वित्तीय संस्थाहरूसँग ऋण समेत लिन सक्नेछ । उक्त कम्पनीको बोर्डमा प्रत्येक देशको ऊर्जा मन्त्रालयका प्रतिनिधिहरू सम्बन्धित देशले नियुक्त गर्न सक्नेछन्। उक्त कम्पनीको आफ्नै बेग्लै कर्मचारी संयन्त्र हुनेछ जसले उक्त कम्पनी एवं त्यसका संरचनाको सञ्चालन गर्दछन्। उक्त कम्पनीको आय त्यस कम्पनीले निर्माण गरेको संरचनाबाट बहने विद्युतको व्हिलिङ चार्जबाट प्राप्त गरिनेछ। आयोजनाको निर्माण, प्रशासन, सञ्चालन तथा मर्मत सम्भारमा लागेको खर्चको उक्त कम्पनीले नै बहन गर्नेछ। अन्तिममा कुनै नाफा भएको अवस्थामा, शेयरको अनुपातमा राष्ट्रहरूबिच लाभांशको वितरण पनि गर्न सकिन्छ। यो मोडेल प्रसारण लाइनको क्षेत्रीय हबको निर्माण तथा सञ्चालनको लागि बढि उपयुक्त हुन्छ। पावरपुलको सञ्चालनको लागि पनि यस्तै मोडेल उपयुक्त हुन्छ। यद्यपि, यस प्रणालीको विकास, सञ्चालन एवं सम्भारको लागि उच्च राजनैतिक, प्राविधिक तथा प्रशासनिक तवरमा अभूतपूर्व सहमतिको आवश्यकता पर्दछ।

ख. लाभग्राहीहरूले सहमतिमा लागतको बाँडफाँड गर्ने

यस मोडेलमा प्रसारण लाइनका लाभग्राहीहरूले प्रसारण लाइनको निर्माणको लागत सहमतिको आधारमा बाँडफाँड गर्दछन् । कुनै निश्चित सिद्धान्त तथा प्रणालीमा आधारित नभएको हुँदा यस मोडेल अन्तर्गतका हरेक पक्षहरू लाभग्राहीहरूले वार्तामार्फत तय गर्दछन्। यस किसिमको मोडेल नेपाल र बङ्गलादेश बीच प्रत्यक्ष प्रसारण लाइनमार्फत विद्युत खरिद बिक्री गर्दा उपयुक्त देखिन्छ । उदाहरणको लागि, नेपाल र बङ्गलादेशबीच समर्पित/डेडिकेटेड प्रसारण लाइन निर्माण गर्दा दुवै देशले आफ्नो भूभागभित्र बनाउने संरचना स्वयम् उक्त राष्ट्रले नै बेहोर्ने र भारतमा पर्ने संरचनाहरूको लागत दुवै लाभग्राही देशहरूका बीच बराबर बाँडफाँड हुने मोडेल अपनाउन सकिन्छ।

८.६ प्राप्त लाभहरू

क. आर्थिक लाभ

विभिन्न खोजहरूले यस दक्षिण एशिया क्षेत्रको आर्थिक समृद्धिका लागि क्षेत्रीय विद्युत व्यापारले सकारात्मक भूमिका खेल्ने निश्कर्षहरू पेस गरेका छन्। इराडे (Integrated Research and Action for Development) ले तयार गरेको एक नीतिगत सुझावसहितको दस्तावेज (Policy Brief) ले दक्षिण एशियाका विभिन्न देशहरूको मुद्दा विश्लेषण गरी यस क्षेत्रमा दुईपक्षीय, त्रिपक्षीय एवं बहुपक्षीय रूपमा हुने क्षेत्रीय विद्युत व्यापारका गतिविधिले यस क्षेत्रको आर्थिक वृद्धि तथा दिगो विकासमा योगदान दिने निश्कर्ष पेस गरेको छ[१५] । नेपाल र भुटानजस्ता देशको लागि यसले आयको स्रोतको कार्य गर्दछन् भने बङ्गलादेश तथा भारतजस्ता औद्योगिकरणको बाटो समातिसकेका देशहरूलाई सुपथ मुल्यमा हरित ऊर्जा प्रदान गर्दछ। "नेपाल-भारत विद्युत व्यापारका आर्थिक फाइदाहरू" नामक एक खोजले २०३० सम्म नेपालले विद्युत निर्यात गरेर रुपैयाँ २४६ अर्ब देखि ३१० अर्बको विद्युत व्यापार गर्न सक्ने प्रक्षेपण गरेको छ[१६] । अर्को एक प्रतिवेदनले भुटानले तीव्र गतिमा जलविद्युत आयोजनाहरूको निर्माण गर्न सके २०३० सम्म १५७ अर्ब नागुल्ट्रम आम्दानी गर्न सक्ने देखिएको छ । बङ्गलादेश, भुटान, नेपाल र भारतको पूर्वी क्षेत्रको प्रणाली सञ्चालनमा तादात्म्यता ल्याउन सके प्रति मेगावाट घण्टा ५.४% ले ऊर्जा लागतमा वचत गर्न सकिने र एक स्वतन्त्र प्रणाली नियन्त्रकको मातहतमा यी देशका प्रणालीहरू सञ्चालन गराउन सके उल्लेखित ऊर्जा लागत बचतमा थप १.१% को वृद्धि हुने अर्को एक अध्ययनले इंकित

[१५] https://shorturl.at/vAC24

[१६] https://shorturl.at/vwOQ7

गर्दछ[१७]। यसको अर्थ, विद्युत निर्यात गर्ने देशहरूलाई मात्र लाभ नभई विद्युत आयात गर्ने देशहरू, मुख्य गरी भारत र बङ्गलादेशलाई पनि स्पष्टरूपमा फाइदा पुग्नेछ।

ख. वातावरणीय लाभ

भारतले २०७० सम्म नेट जिरो कार्बन उत्सर्जन प्राप्त गर्ने प्रतिबद्धता गरिसकेको र बङ्गलादेशले पनि सन् २०७० सम्ममा नेट जिरो कार्बन उत्सर्जन गर्ने लक्ष्य तय गर्ने क्रममा रहेको छ। दक्षिण एशिया क्षेत्रमा देशहरूका बीच विद्युत व्यापार बढ्दै गर्दा स्वच्छ तथा हरित ऊर्जा उत्पादन गर्ने यस क्षेत्रमा भएका जलविद्युत आयोजना, विशेष गरी, नेपाल र भुटानका आयोजनाले प्राथमिकता पाउनेछन्। यसका कारण, हावामा धेरै मात्रामा प्रदुषक छोड्ने भारत र बङ्गलादेशमा सञ्चालनमा रहेका पुराना, कम दक्ष थर्मल विद्युत उत्पादन केन्द्रहरू विस्थापित हुनेछन्। एक अध्ययनले, छिमेकी देशहरूमा उत्पादन भएको जलविद्युत प्रयोग गरी भारतले २०१२ देखि २०४५ का बीच यस क्षेत्रका मानिसहरूको जीवन तथा विकास र वृद्धिमा प्रतिकुल असर पारिराखेको कार्बनडाइअक्साइड उत्सर्जनलाई ३.५-३.६ गिगाटनले न्यूनीकरण गर्न सक्नेछ भनिएको छ[१८]। तसर्थ, क्षेत्रीय विद्युत व्यापारको बढोत्तरीले कार्बन उत्सर्जन न्यूनीकरणमा ठूलो योगदान गर्न सक्ने र कालान्तरमा समग्र दक्षिण एशिया क्षेत्रलाई नै "नेट जिरो" प्राप्त गर्न सहयोगी हुन सक्नेछ।

८.७ निष्कर्ष

यस क्षेत्रमा देशहरूका बीच विद्युत व्यापार बढ्दै जाँदा सकारात्मक प्रभाव पर्ने तथ्यको विभिन्न निकायले तयार गरेका अध्ययन प्रतिवेदनले निष्कर्ष पेस गरिसकेका छन्। यस्ता सकारात्मक प्रभाव आर्थिक र वातावरणीय दुवै हुने छन्। आर्थिक पाटोमा नेपाल र भुटानजस्ता देशहरूले विद्युत व्यापार गरी आफ्नो आर्थिक समृद्धि प्राप्त गर्न सक्नेछन् भने बङ्गलादेश तथा भारतजस्ता औद्योगिक देशहरूले जैविक ऊर्जाको विकल्पमा हरित ऊर्जा सुपथ मुल्यमा प्राप्त गर्नसक्ने छन्। यसका कारण दक्षिण एशियाली क्षेत्रमा हरित ऊर्जाको उपयोग बढ्दै जाने र यसका कारण सम्बन्धित मुलुकहरूले नेट जिरो कार्बन उत्सर्जन गर्ने दिशातर्फ सफलता पाउने भएकाले यस क्षेत्रमा बिग्रँदै गएको वातावरणलाई केही सुधार्न सकिने छ। भुटान, बङ्गलादेश, भारत र नेपालकाबीच भएको दुईपक्षीय विद्युत सहकार्य अस्तित्वमा रहेकाले यसलाई बिस्तारै त्रिपक्षीय, बहुपक्षीय अथवा क्षेत्रीय विद्युत सहकार्यको रूपमा विकास गर्न सकिने सम्भावना रहेका छन्। यद्यपि, यस्तो क्षेत्रीय सहकार्यको अपेक्षा गर्दै जाँदा, यस क्षेत्रमा प्रसारण पूर्वाधारको विकासमा विशेष ध्यान दिनुपर्ने हुन्छ। यस अवधारणा पत्रले विशेष गरी तीन महत्वपूर्ण प्रस्तावहरू पेस गरेका छन्: नेपाल र बङ्गलादेशकाबीच प्रत्यक्ष (Dedicated) प्रसारण लाइन निर्माण गर्ने, भारत र बङ्गलादेशको सीमावर्ती क्षेत्रमा क्षेत्रीय प्रसारण लाइन हबको निर्माण गर्ने तथा दक्षिण एशियाली क्षेत्रमा पावर पुलको निर्माण गर्ने रहेका छन्। यी अवधारणाहरूलाई कार्यान्वयन गर्न सके यस क्षेत्रको आर्थिक समृद्धिमा विशेष योगदान हुने साथै वातावरणीय लाभहरू पनि उल्लेख्य मात्रामा हुने निश्चित छ।

[१७] https://shorturl.at/NPV46

[१८] https://shorturl.at/vwOQ7

९. राय / सुझाव तथा मन्त्रालयसँग सहयोगको अपेक्षा

आ.व. २०७९/८० मा आयोगद्वारा ऊर्जासँग सम्बन्धित विभिन्न राष्ट्रिय तथा अन्तर्राष्ट्रिय सभा, सम्मेलन, कार्यशाला तथा प्रशिक्षणहरूमा सहभागिता जनाइएको थियो। साथै विभिन्न राष्ट्रिय तथा अन्तर्राष्ट्रिय संघ-संस्थाहरूले तयार पारेका ऊर्जा क्षेत्रसँग सम्बन्धित प्रतिवेदनहरूलाई सूक्ष्म अध्ययन गरिएको थियो। यसले आयोगको ऊर्जा क्षेत्र एवं नियामकीय भूमिकासम्बन्धी दक्षता अभिवृद्धि भएको छ। यसका साथै आयोगद्वारा विभिन्न आयोजना तथा परियोजनाहरूको स्थलगत अनुगमन पनि गरिएको थियो जसले नेपालको ऊर्जा क्षेत्रको विकासका लागि अत्यावश्यक पूर्वाधार, नीति तथा उद्देश्य निर्धारण गर्न तथा नियामकीय भूमिका निर्वाह गर्न झन् स्पष्टता प्राप्त गरेको छ। आयोगलाई थप गतिशील एवं प्रभावकारी बनाउनको निम्ति तथा समग्र नेपाली ऊर्जा क्षेत्रको उत्थानको निम्ति मन्त्रालयसमक्ष देहायबमोजिमका सुझावहरू पेश गरिएको छ भने मन्त्रालयसँग सहयोगको अपेक्षा समेत गरिएको छ :

१. आयोगले मन्त्रालयमा पठाएको विद्युत नियमन आयोग कर्मचारी प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, २०७८ तथा विद्युत नियमन आयोग आर्थिक प्रशासनविनियमावली, २०७८ को स्वीकृतिलाई प्राथमिकतामा राखी अर्थ मन्त्रालय एवं लोक सेवा आयोगमा विशेष पहल हुनुपर्ने। यसअघि मन्त्रालयमा O&M Committee बनाई लोक सेवा आयोगले इङ्गित गरेको बुदाँहरू परिमार्जन गरी मन्त्रीपरिषदमा पठाएर नयाँ दरबन्दी तेरिज र सङ्गठन संरचना (Organogram) उपर स्वीकृतिप्राप्त गर्न सक्रिय पहल (Proactive Initiative) हुनुपर्ने।

२. आगामी दिनमा आयोगले प्रसारण लाइनमा खुला पहुँच लागु गर्न विनियमावली/निर्देशिका बनाउनुपर्ने एवं व्हिलिङ चार्ज निर्धारण गर्ने कार्य गर्नुपर्ने भएका कारण सो सम्बन्धमा विभिन्न सरोकारवालासँग आवश्यक छलफल तथा समन्वयको प्रक्रिया सुरु गर्न आवश्यक रहेको। यस सम्बन्धमा पनि सरकारले नीतिगत निर्णय गर्न आवश्यक रहेको।

३. विद्युत विकासलाई अझ शसक्त र सबल बनाउने मापदण्ड तयार गर्न नेपाल सरकारले यस आयोगलाई सहयोग गर्नुपर्ने र निजी क्षेत्रको लागि लगानी मैत्री नीति निर्माण गरी पूर्वाधार विकासमा विशेष ध्यान दिनुपर्ने।

४. उपभोक्ता विद्युत महशुल निर्धारणको सन्दर्भमा नेपाल सरकारले समय समयमा विभिन्न उपभोक्ता वर्गको महशुलमा छुट दिँदा महशुल निर्धारणका प्रचलित अन्तर्राष्ट्रिय सिद्धान्तहरूबमोजिम सरकारले घोषणा गरे अनुसारको छुट बापतको खर्च सरकारले नै व्यहोर्ने व्यवस्था गरी लागत प्रतिबिम्बित महशुल लागु गर्न सहयोग गर्नुपर्ने।

५. मन्त्रालय, आयोग, जल तथा ऊर्जा आयोगको सचिवालय, विद्युत विकास विभाग, ने.वि.प्रा. आदिका बीचमा समन्वय एवं सहकार्य वृद्धि गर्न र क्षेत्राधिकारसम्बन्धी अस्पष्टताहरूलाई न्यूनीकरण गर्न उल्लेखित निकायहरूको बीचमा निरन्तर संवाद आवश्यक भएकाले नियमितरूपमा छलफल कार्यक्रम आयोजना हुनुपर्ने।

६. प्रचुर मात्रामा रहेको नेपालको जलसम्पदाको प्रथम लाभग्राही नेपाल तथा नेपाली जनता हुनुपर्ने मान्यताको अनुसरण गर्दै विद्युतको आन्तरिक खपतलाई प्रोत्साहन गर्नको निम्ति नीति तर्जुमा गर्नुपर्ने ।

७. ऊर्जा क्षेत्रलाई थप गतिशील बनाउन ने.वि.प्रा. तथा निजी क्षेत्रले समेत नेपालबाहिर विद्युत व्यापार गर्न सक्ने प्रावधान प्रस्तावित विद्युत ऐनमा राख्नुपर्ने देखिन्छ। विद्युत खरिदकर्ता तथा विद्युत बिक्रीकर्ता बीच प्रत्यक्ष रूपमा विद्युत किनबेच गर्ने अवसर सिर्जना गर्ने कानूनी प्रावधानहरूले समेत पूर्णता पाउने गरी नेपाली ऊर्जा क्षेत्रमा प्रतिष्पर्धाको वातावरण बनाउन पहल हुनुपर्ने।

८. दक्षिण एशियामा पूर्वाधार क्षेत्रको नियमनसम्बन्धी विषयमा क्षमता अभिवृद्धि गराउनका साथै राष्ट्रिय एवं अन्तर्राष्ट्रिय संघ संस्था र व्यक्तिहरूबीच सहकार्य गरी खोज तथा अनुसन्धानलाई प्रोत्साहन गर्ने तथा ऊर्जासम्बन्धी विषयमा क्षेत्रीय सहकार्यको वृद्धि गरी विद्युत व्यापारको अभिवृद्धि गर्ने लगायतका कार्य गर्ने क्षेत्रीय मञ्च/सङ्गठन South Asia Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR) को सदस्यता आयोगले लिनको लागि मन्त्रीपरिषद (Cabinet) बाट स्वीकृति लिन पहल हुनुपर्ने ।

९. आयोगका अध्यक्ष एवं सदस्यहरूको मर्यादाक्रम (Protocol) निर्धारण गराउन गृह मन्त्रालयमा पहल हुनुपर्ने ।

१०. सम्माननीय प्रधानमन्त्रीज्यूको औपचारिक भारत भ्रमणका क्रममा भारतका सम्माननीय प्रधानमन्त्रीज्यूले नेपालको बिजुलीलाई बङ्गलादेशसम्म निर्यात गर्नको लागि आवश्यक सहकार्य गर्ने प्रतिबद्धता व्यक्त गर्नु भएकोमा सो कार्यलाई मूर्तरूप दिन नेपाल सरकारले सरकारी स्तरबाट पहल गर्नुपर्ने ।

११. मन्त्रालयद्वारा देशभित्रका सम्बन्धित निकायहरूबीच एवं बङ्गलादेश, भुटान, भारत तथा नेपाल (बि.बि.आई.एन.) मुलुकहरूका सरकार एवं सम्बन्धित नियामक निकायहरूबीच समन्वय र सहकार्य गरी तपसिल बमोजिमका कार्यहरू गर्नुपर्ने :

(क) विद्युत व्यापारमा क्षेत्रीय सहकार्यका सम्बन्धमा, बङ्गलादेश, भुटान, भारत र नेपाल (BBIN) क्षेत्रमा एक क्षेत्रीय विद्युत प्रसारण तथा हबको निर्माण गरी नेपाल, भुटान, सिक्किम तथा पश्चिम बङ्गाल एवं भारतको उत्तरपूर्वी प्रान्तहरूमा उत्पादन हुने विद्युतलाई उक्त हबमा (Hub) जोड्न सकिने अवधारणा प्रस्तुत गरिएको छ । उक्त अवधारणाबमोजिम बङ्गलादेश, भुटान, भारत तथा नेपाल (बि.बि.आई.एन.) अन्तर्गतका मुलुकहरूमा सबस्टेसन तथा पुलिङ स्टेसनहरू निर्माण गरी सो हबलाई प्रसारण लाइनमार्फत उल्लेखित राष्ट्रिय एवं क्षेत्रिय पुलिङ स्टेसनहरूसँग जोड्न सकिन्छ । त्यस्तै, विद्युतको माग अधिक रहेको क्षेत्र/देशले उक्त हबबाट विद्युत लैजान सक्ने गरी हबलाई सञ्चालन गर्न सकिन्छ । उक्त हब निर्माण भएपश्चात बङ्गलादेश, भुटान, भारत र नेपाल (बि.बि.आइ.एन.) क्षेत्रका देशहरूद्वारा एकैपटक विभिन्न देशहरूमा आवश्यकता अनुसार विद्युत निर्यात तथा आयात गर्न सकिनेछ ।

(ख) यसै क्रममा, दक्षिण एशियाली क्षेत्रमा विद्युत बजारको विकास तथा प्रवर्द्धनका निमित्त दक्षिण एशियाली पावरपुल (South Asian Power Pool) को निर्माण गरिनुपर्ने अत्यन्तै आवश्यक रहेको छ । पावरपुल सञ्चालनमा ल्याई डे अहेड (Day-Ahead), रियल टाइम/स्पट मार्केट (Real Time/Spot Market), एन्सिलियरी सर्भिसेस (Ancillary Services), रिन्युएबल इनर्जी सर्टिफिकेट (Renewable Energy Certificate) आदि जस्ता संयन्त्रहरूमार्फत माग र आपूर्तिका आधारमा विद्युत खरिद बिक्री गर्ने व्यवस्था स्थापित गर्न सकिन्छ । तसर्थ, दक्षिण एशियाली क्षेत्रमा पर्याप्त मात्रामा उल्लेखित विद्युत प्रसारणसम्बन्धी पूर्वाधारहरू निर्माण गरी पावरपुल स्थापना तथा सञ्चालन गर्न सके विद्युत व्यापारमार्फत देशको समृद्धि प्राप्त गर्नुका साथै समग्र दक्षिण एशियाली क्षेत्रमा ऊर्जा सुरक्षा, क्षेत्रीय पूर्वाधार विकास, ऊर्जा बजारीकरण तथा स्वच्छ हरित ऊर्जा जस्ता विषयहरूमा दिगो विकासको अपेक्षा गर्न सकिने अवस्थाको सिर्जना हुने देखिन्छ ।

१२. हाल नेपाललगायत विभिन्न देशहरूमा हाइड्रोजनबाट इलेक्ट्रोलाइसिस प्रविधिको प्रयोगमार्फत हरित ऊर्जा उत्पादन गरिनुपर्ने बहस उत्कर्षमा पुगेको अवस्था छ । हाल नेपालमा पनि विभिन्न प्राज्ञिक संस्था, विश्वविद्यालय तथा सरकारी र गैर सरकारी संघ संस्थाहरूले हाइड्रोजनबाट ऊर्जा उत्पादनका सन्दर्भमा अध्ययन तथा अनुसन्धान गरिरहेका छन् । विद्यमान परिप्रेक्ष्यमा उल्लिखित हरित हाइड्रोजन तथा हरित अमोनिया उत्पादनका सम्बन्धमा सरकारी स्तरबाटै

प्रोत्साहन गरिनुपर्ने देखिन्छ। विशेष गरी, ऊर्जासम्बन्धी सम्पूर्ण कार्य ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिंचाई मन्त्रालयले नै गर्ने हुँदा यस विषयमा पनि मन्त्रालयद्वारा नै अग्रगामी पहल (Proactive Initiation) लिनुपर्ने देखिन्छ।

१३. नेपाल सरकारद्वारा एल.पी.जी. ग्यासमा अनुदान (Subsidy) प्रदान गर्ने गरिएकोमा उक्त अनुदानलाई कटौती गर्दै विद्युत उपयोगमा अनुदान दिन पहल गर्नुपर्ने। खाना पकाउने इन्धनको रूपमा प्रयोग हुने दाउरा, गुइँठा तथा एल.पी. ग्यासलाई विस्थापन गरी विद्युतीय चुल्हो लगायत विद्युतीय उपकरणहरूमा सहुलियत प्रदान गर्नुपर्ने हुन्छ।

१४. उद्योग क्षेत्रले प्रयोगमा ल्याइरहेको जैविक इन्धनबाट चल्ने ब्वाइलरहरूलाई (Boilers) लाई विस्थापन गरी विद्युतीय ब्वाइलरहरू (Electric Boilers) मा परिणत गर्न सहुलियतपूर्ण कार्यनीति अवलम्बन गर्नुपर्ने हुन्छ।

१५. जैविक इन्धनबाट चल्ने सवारी साधनलाई विद्युतबाट चल्ने गरी परिणत गर्न सहुलियतपूर्ण कार्यनीति अवलम्बन गर्नुपर्ने तथा यसको शुरुवात ट्याक्सीबाट गर्नुपर्ने हुन्छ।

१६. जलविद्युत विकास नीतिअन्तर्गत Pumped Storage जलविद्युत आयोजना तत्पश्चात् Seasonal Storage Power Plant हरूलाई अत्याधिक प्राथमिकतामा राखी विकासतर्फ उन्मुख हुनुपर्ने हुन्छ।

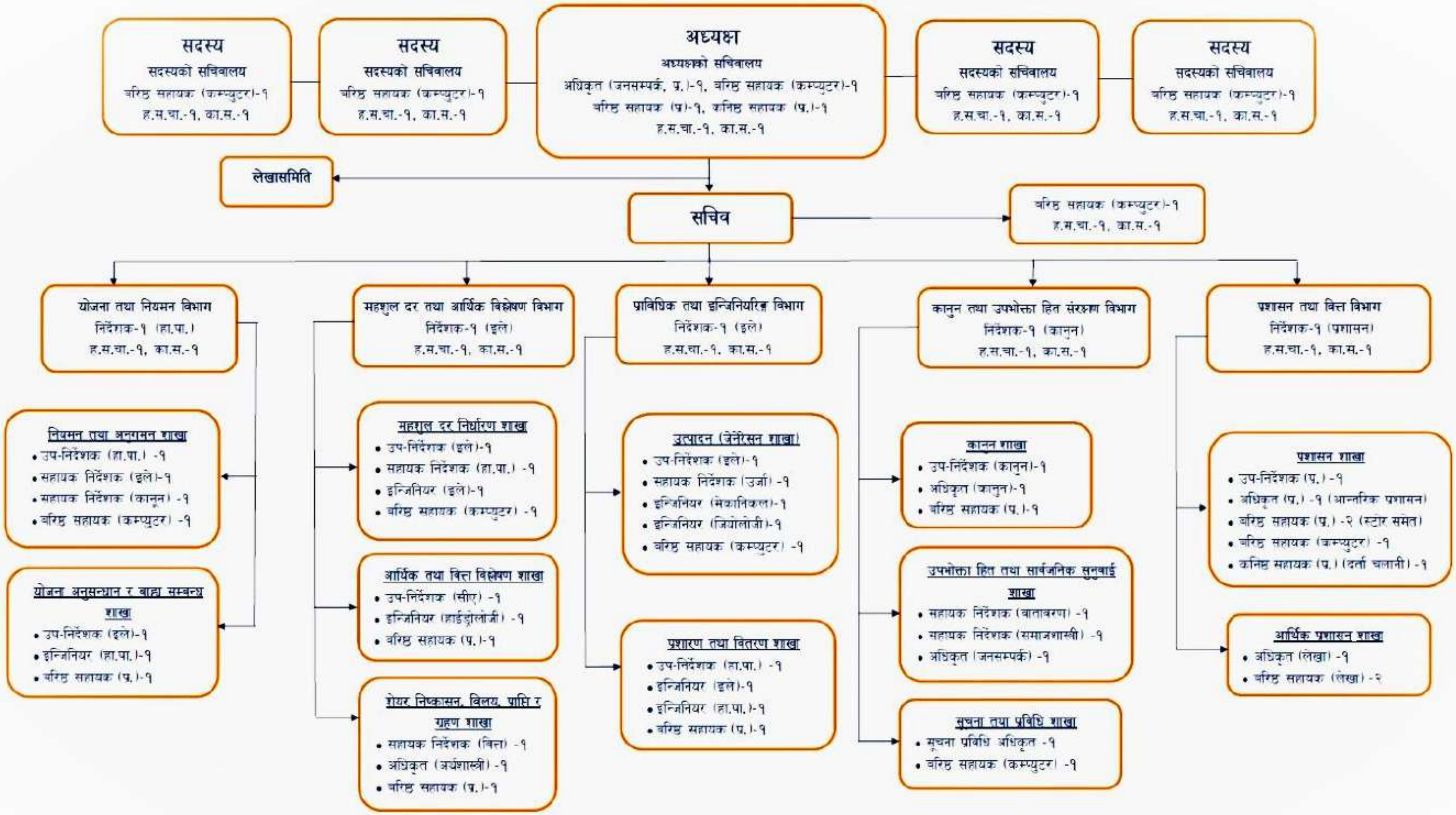
१०. निष्कर्ष

आफ्नो स्थापना एवं सञ्चालन भएको चार वर्षको छोटो अवधिमै आयोगले ऐन तथा नियमावलीले निर्दिष्ट गरेका कर्तव्य पालना गर्दै विभिन्न गतिविधि अघि बढाइसकेको छ। आ.व. २०७९/०८० मा मात्रै आयोगले नियामकीय उपकरणहरू, नेपाल विद्युत ग्रिड कोड, २०८०, विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८० तथा Key Performance Indicators Manual for Monitoring Performance of Electric Utility (KPI Manual), 2023 तर्जुमा गरी लागु गरेको छ। क्षेत्रीय विद्युत बजारमा नेपालको विद्युत व्यापारको लागि मार्ग प्रशस्त गर्दै यी उपकरणहरूले नेपालको विद्युत क्षेत्रलाई थप सुशासित तथा विकसित गराउने प्रति आयोग विश्वस्त छ। नेपालको समग्र विद्युत क्षेत्रको विकास हेतु आयोगले देश-विदेशमा आयोजित विभिन्न राष्ट्रिय तथा अन्तर्राष्ट्रिय कार्यशाला, प्रशिक्षणमूलक कार्यक्रम तथा सम्मेलनमा उपस्थिति जनाउँदै नियामकीय विषयमा थप अनुभव बटुल्दै विद्युत विकास तथा अन्तरदेशीय डेडिकेटेड प्रशारण लाइन निर्माण गरी बङ्गलादेशसम्म विद्युत निर्यात, बङ्गलादेश, भुटान, भारत तथा नेपाल प्रशारण हबको निर्माण, क्षेत्रीय पावर पुलको निर्माण र हरित ऊर्जामा प्रिमियम शुल्कसम्बन्धी विषयमा धारणा स्पष्ट राख्दै आएको छ। यसैअनुरूप आयोगले देशमा भइरहेका विद्युतसम्बन्धी कार्यहरूलाई अनुगमन एवं सूक्ष्म विश्लेषण गर्दै आएको छ।

आ.व २०७९/०८० मा थुप्रै चुनौतीहरू सामना गर्दै आयोगले निरन्तर आफ्नो कार्यसञ्चालनलाई जारी राखेको सबै सरोकारवालाहरूमा सर्वविदितै छ। कार्यसम्पादन गर्ने क्रममा जनशक्ति तथा स्रोतको कमी भएका कारण निरन्तर समस्या भोग्दै आएको तथ्य नेपाल सरकारलाई निरन्तर जानकारी गराइएको छ र सो समस्याको समाधान छिट्टै हुने प्रति आयोग विश्वस्त छ।

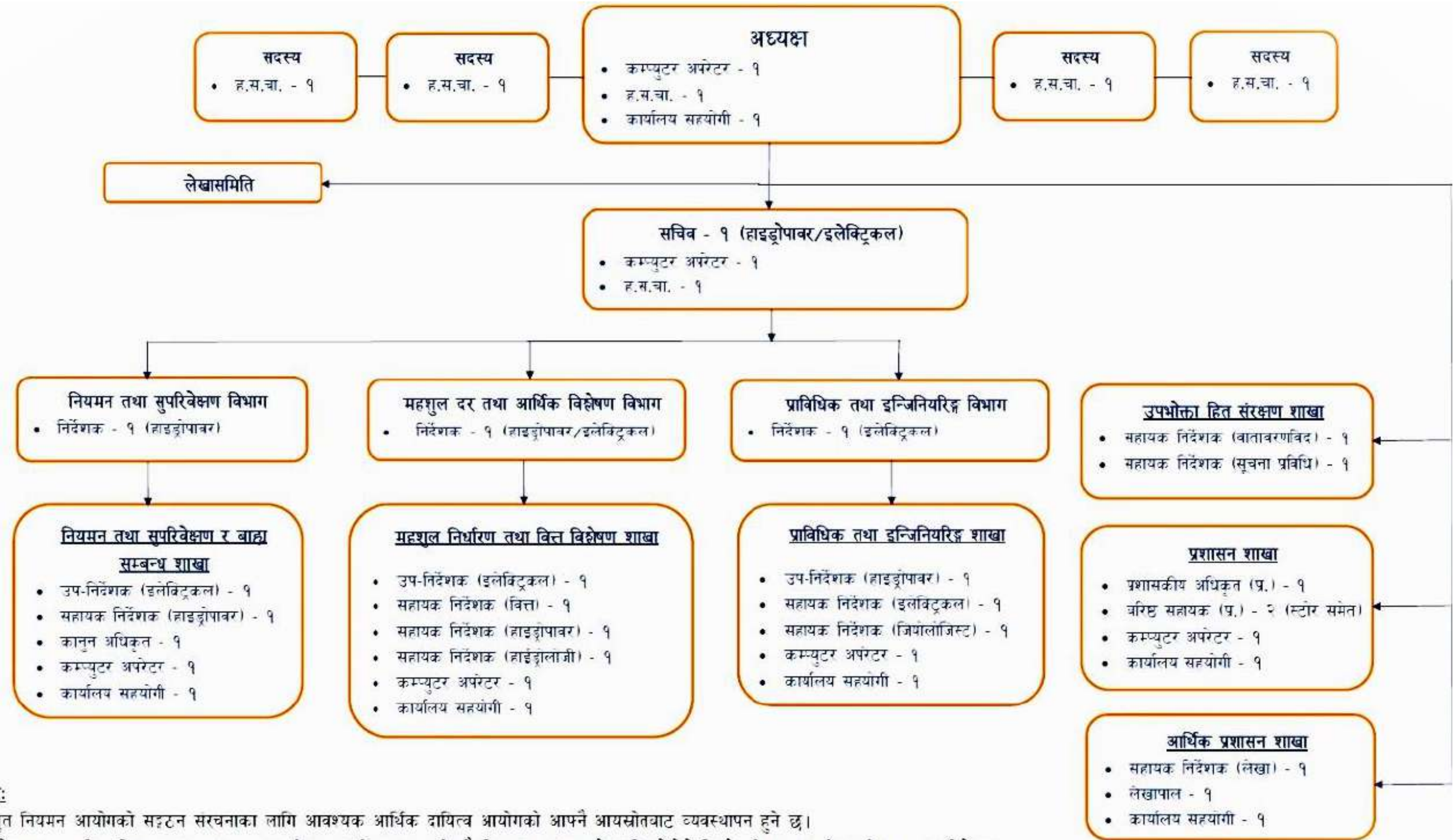
आर्थिक मन्दी, महामारी, अन्तर्राष्ट्रिय भू-राजनीतिक घटनाक्रमजस्ता तमाम किसिमका चुनौतीहरूबाट विश्व आक्रान्त रहेको परिवेशमा नेपालको विद्युत क्षेत्रलाई त्यस्ता चुनौतीहरूको चपेटाबाट राहत दिलाउँदै अघि बढ्नु आगामी दिनमा आयोगको प्राथमिकतामा रहने छ। आयोगले आफ्नो दायित्व पूरा गर्ने क्रममा नेपाल सरकार, नेपाल सरकारका निकाय, अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति/संस्थाहरू, उपभोक्ता तथा समस्त सरोकारवाला एवं नेपाली जनता समग्रबाट निरन्तररूपमा सहयोग प्राप्त गर्दै सहकार्य गर्ने अवसर प्राप्त गरेको छ। यसका लागि आयोग नेपाल सरकार, मन्त्रालय, विद्युत विकास विभाग, नेपाल विद्युत प्राधिकरण, स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूको संस्था नेपाल (इप्पान), पत्रकार बन्धुहरूलगायत समस्त सरोकारवालाहरूप्रति कृतज्ञता व्यक्त गर्दछ। आगामी दिनमा पनि कुशलतापूर्वक ऐन तथा नियमावलीले निर्दिष्ट गरेका एवं विद्युत क्षेत्रको श्रीवृद्धिको लागि आवश्यक पर्ने कुनै पनि जिम्मेवारी बहन गरी आफूलाई नेपालको विद्युत क्षेत्रको सक्षम, पारदर्शी एवं सफल नियामकीय निकायको रूपमा खडा गर्दै यसलाई अन्तर्राष्ट्रिय स्तरको संस्था बनाउन आयोग प्रतिबद्ध रहने छ।

अनुसूची-१.१-: विद्युत नियमन आयोगद्वारा प्रस्तावित सङ्गठनात्मक संरचना



नोट: ह.स.चा. का.स., पाले, कुचिकार, सुरक्षा गार्ड, माली जस्ता पदमा सङ्गठन तथा व्यवस्थापन सर्वेक्षण कार्यविधि, २०७३ को बुँदा नं. २६.२ अनुसार सेवा करारमा लिने गरी प्रस्ताव गरिएको।

अनुसूची-१.२ : विद्युत नियमन आयोगको स्वीकृत सङ्गठनात्मक संरचना



नोटः

- विद्युत नियमन आयोगको सङ्गठन संरचनाका लागि आवश्यक आर्थिक दायित्व आयोगको आफ्नै आयस्रोतबाट व्यवस्थापन हुने छ।
- आयोगबाट प्रस्तावित विभाग र शाखा कायम राखी हाल स्वीकृत दरबन्दीबाटै विभाग वा शाखाको लागि दोहोरो जिम्मेवारी प्रदान गरी कार्य सञ्चालन गरिने छ।
- सहायक निर्देशक (लेखा) र लेखापाल आयोगको स्थायी पूर्ति नहुन्जेल महालेखा नियन्त्रकको कार्यालयबाट काजमार्फत प्राप्त गरिने छ र निजहरू क्रमशः तह ८ र तह ५ अनुसार रहने छन्। साथै, अन्य नेपाल सरकारबाट काजमा खटिई आउने कर्मचारीहरु कर्मचारी प्रशासन विनियमावलीअनुसार रहने छन्।
- अधिकृत स्तर -१८ र सहायक स्तर - ३ गरी जम्मा - २१ जना स्थायी दरबन्दी हुने छ।
- अन्य कम्पुटर अपरेटर -६ जना, हलुका सवारी चालक - ६ जना, कार्यालय सहयोगी - ६ जना गरी १८ जना सेवा करारमा लिइने छ।

अनुसूची-१.३ : विद्युत नियमन आयोगको सङ्गठनात्मक संरचनाको स्वीकृत दरबन्दी तेरिज

क.सं.	पद	स्तर	तह	सेवा	समूह	संख्या	कैफियत
१	सचिव	अधिकृत	एघारौं	इञ्जिनियरिङ्ग	हाइड्रोपावर वा इलेक्ट्रिकल	१	
२	निर्देशक	अधिकृत	दशौं	इञ्जिनियरिङ्ग	हाइड्रोपावर वा इलेक्ट्रिकल	१	
३	निर्देशक	अधिकृत	दशौं	इञ्जिनियरिङ्ग	इलेक्ट्रिकल	१	
४	निर्देशक	अधिकृत	दशौं	इञ्जिनियरिङ्ग	हाइड्रोपावर	१	
५	उपनिर्देशक	अधिकृत	नवौं	इञ्जिनियरिङ्ग	इलेक्ट्रिकल	२	
६	उपनिर्देशक	अधिकृत	नवौं	इञ्जिनियरिङ्ग	हाइड्रोपावर	१	
७	सहायक निर्देशक	अधिकृत	आठौं	इञ्जिनियरिङ्ग	हाइड्रोपावर	२	
८	सहायक निर्देशक	अधिकृत	आठौं	इञ्जिनियरिङ्ग	इलेक्ट्रिकल	१	
९	सहायक निर्देशक	अधिकृत	आठौं	प्रशासन	वित्त	१	
१०	सहायक निर्देशक	अधिकृत	आठौं	विविध	सूचना प्रविधि	१	
११	सहायक निर्देशक	अधिकृत	आठौं	इञ्जिनियरिङ्ग	हाइड्रोलोजी	१	
१२	सहायक निर्देशक	अधिकृत	आठौं	विविध	जियोलोजी	१	
१३	सहायक निर्देशक	अधिकृत	आठौं	इञ्जिनियरिङ्ग	वातावरण	१	
१४	सहायक निर्देशक	अधिकृत	आठौं	प्रशासन	लेखा	१	
१५	कानून अधिकृत	अधिकृत	सातौं	कानून	कानून	१	
१६	प्रशासकीय अधिकृत	अधिकृत	सातौं	प्रशासन	प्रशासन	१	
१७	बरिष्ठ सहायक	सहायक	पाचौं	प्रशासन	सामान्य प्रशासन	२	
१८	लेखापाल	सहायक	पाचौं	प्रशासन	लेखा	१	
१९	कम्प्युटर अपरेटर	सहायक	पाचौं			६	सेवा करार
२०	हलुका सवारी चालक	सहायक	-			६	सेवा करार
२१	कार्यालय सहयोगी	सहायक	-			६	सेवा करार
					कुल जम्मा	३९	

अनुसूची-२: नियामकीय उपकरणहरू तथा आयोगको आन्तरिक सञ्चालनसँग सम्बन्धित विनियमावली वा कार्यविधि तर्जुमा सम्बन्धी कार्य-तालिका

क.सं.	गतिविधि	हालको स्थिति
१	विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६	लागु भइसकेको
२	विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६	लागु भइसकेको
३	विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६	लागु भइसकेको
४	विद्युत नियमन आयोगको बैठकसम्बन्धी कार्यविधि, २०७६	लागु भइसकेको
५	विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६	लागु भइसकेको
६	विद्युत नियमन आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति एक आपसमा वा अन्य संगठित संस्थासँग गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहणसम्बन्धी निर्देशिका, २०७७	लागु भइसकेको
७	विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८	लागु भइसकेको
८	नेपाल विद्युत ग्रिड संहिता, २०८०	लागु भइसकेको
९	विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८०	लागु भइसकेको
१०	Key Performance Indicators (KPI) Manual for Monitoring Performance of Electric Utility, 2080	लागु भइसकेको
११	विद्युत नियमन आयोग कर्मचारी प्रशासन विनियमावली	मस्यौदा तयारीको अवस्थामा रहेको
१२	विद्युत नियमन आयोग विवाद समाधानसम्बन्धी विनियमावली	मस्यौदा तयारीको अवस्थामा रहेको
१३	विद्युत नियमन आयोग आन्तरिक कार्यसञ्चालनसम्बन्धी विनियमावली	मस्यौदा तयारीको अवस्थामा रहेको
१४	विद्युत नियमन आयोग आर्थिक प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली	मस्यौदा तयारीको अवस्थामा रहेको
१५	विद्युतसम्बन्धी अनुमति प्राप्त व्यक्तिको वार्षिक प्रतिवेदनको ढाँचा	मस्यौदा तयारीको अवस्थामा रहेको
१६	जलविद्युत आयोजनाको दोस्रो चरणको विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौता सम्बन्धी निर्देशिका	मस्यौदा तयारीको अवस्थामा रहेको
१७	नयाँ (Greenfield) जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारणसम्बन्धी छलफल पत्र	मस्यौदा तयारीको अवस्थामा रहेको
१८	विद्युत नियमन आयोगको सञ्चालन तथा अन्तरिक नियन्त्रण प्रणालीसम्बन्धी कार्यविधि	सुरुवाती चरणमा रहेको

क्र.सं.	गतिविधि	हालको स्थिति
१९	विद्युतसम्बन्धी अनुमति प्राप्त व्यक्तिको प्राविधिक मापदण्डसम्बन्धी निर्देशिका	तर्जुमा गरिने
२०	विद्युत नियमन आयोगका कर्मचारीको पारिश्रमिक, सेवाको सर्त र सुविधासम्बन्धी विनियमावली	तर्जुमा गरिने
२१	प्रसारण दस्तुर (Wheeling Charge) निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका	तर्जुमा गरिने
२२	जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका	तर्जुमा गरिने
२३	नियामकीय सूचना व्यवस्थापन प्रणाली (Regulatory Information Management System)	तर्जुमा गरिने
२४	अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको आचारसंहितासम्बन्धी निर्देशिका	तर्जुमा गरिने
२५	सौर्य ऊर्जा आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका	तर्जुमा गरिने
२६	विद्युत नियमन आयोगको कोष परिचालनसम्बन्धी विनियमावली	तर्जुमा गरिने
२७	विद्युत वितरण संहिता (Distribution Code)	तर्जुमा गरिने
२८	नियामकीय लेखा प्रणाली	तर्जुमा गरिने

अनुसूची ३.१: विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६

विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६

विद्युत नियमन आयोगद्वारा नियमन गर्नुपर्ने आवश्यक कार्यको सम्बन्धमा व्यवस्था गर्न विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा ४२ (१) ले दिएको अधिकार प्रयोग गरी विद्युत नियमन आयोगले देहायको विनियम जारी गरेको छ ।

परिच्छेद १

प्रारम्भिक

१. संक्षिप्त नाम र प्रारम्भः यस विनियमावली को नाम "विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्तसम्बन्धी विनियमावली, २०७६" रहेको छ ।

(२) यो विनियमावली तुरुन्त लागु हुनेछ ।

२. परिभाषाः विषय वा प्रसङ्गले अर्को अर्थ नलागेमा यस विनियमावलीमा :-

(क) "**अनुमति प्राप्त व्यक्ति**" भन्नाले ऐनको दफा २ को उपदफा (ख) बमोजिमको व्यक्ति वा संस्था सम्झनुपर्छ ।

(ख) "**आयोग**" भन्नाले ऐनको दफा २ को उपदफा (ग) बमोजिम स्थापना भएको विद्युत नियमन आयोग सम्झनुपर्छ ।

(ग) "**ऐन**" भन्नाले विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ लाई सम्झनुपर्छ ।

(घ) "**नियमावली**" भन्नाले विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ सम्झनुपर्छ ।

(ङ) "**उत्पादन अनुमति प्राप्त व्यक्ति**" भन्नाले विद्युतको उत्पादन गर्न प्रचलित कानून बमोजिम अनुमति प्राप्त व्यक्ति सम्झनुपर्छ ।

(च) "**मन्त्रालय**" भन्नाले नेपाल सरकारको उर्जा, जलश्रोत तथा सिंचाई मन्त्रालय सम्झनुपर्छ ।

(छ) "**वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्ति**" भन्नाले विद्युत वितरण गर्न प्रचलित कानून बमोजिम कार्य गर्ने व्यक्ति वा संस्था वा विद्युत वितरण गर्न प्रचलित कानून बमोजिम अनुमति प्राप्त व्यक्ति वा संस्था सम्झनुपर्छ ।

(ज) "**विद्युत खरिदकर्ता**" भन्नाले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा प्रचलित कानून बमोजिम नेपाल सरकारले स्थापना गरेको संगठित संस्था सम्झनुपर्छ ।

(झ) "**विद्युत खरिद सम्झौता**" भन्नाले विद्युत खरिदकर्ता र विद्युत बिक्रिकर्ता बीच विद्युत खरिद बिक्री गर्ने प्रयोजनका लागि हुने सम्झौता सम्झनुपर्छ र सो शब्दले समय समयमा हुने संसोधन समेतलाई जनाउँछ ।

(ञ) "**विद्युत बिक्रीकर्ता**" भन्नाले उत्पादन अनुमति प्राप्त संस्था वा व्यापार अनुमति प्राप्त व्यक्ति सम्झनुपर्छ ।

(ट) "**व्यापार अनुमति प्राप्त व्यक्ति**" भन्नाले विद्युतको व्यापार गर्न प्रचलित कानून बमोजिम अनुमति प्राप्त व्यक्ति सम्झनुपर्छ ।

(ठ) "**वैकल्पिक उर्जा**" भन्नाले सौर्य, वायु, चुम्बकीय शक्ति (Magnetic Power), गुरुत्वाकर्षण शक्ति (Gravitational Power) तथा बायोमास लगायतका अन्य सम्भाव्य वैकल्पिक प्रविधिबाट उत्पादित विद्युत उर्जालाई सम्झनुपर्छ ।

परिच्छेद २

विद्युत खरिद तथा प्रक्षेपण

३. विद्युतको प्रक्षेपण : वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले हरेक आर्थिक वर्षको प्रथम त्रैमासिक अवधिभित्र उपभोक्ताहरूको वर्गीकरण सहित ३ वर्षको विद्युत मागको प्रक्षेपण, उपलब्ध हुने विद्युत उत्पादनको प्रक्षेपण तथा विद्युतको मागको सम्बोधन गर्न अपुग वा बढी हुने विद्युत तथा सोको व्यवस्थापन गर्ने योजना आयोग समक्ष पेश गर्नुपर्नेछ ।

४. विद्युत खरिद योजना : वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले अल्पकालिन, मध्यकालिन र दीर्घकालिन विद्युत मागको प्रक्षेपण तथा सो प्रक्षेपण अनुसारको विद्युत खरिदको योजना तयार गर्नुपर्नेछ तथा सो योजना यो विनियमावली जारी भएको तीन महिना भित्र र तत् पश्चात आर्थिक वर्ष समाप्त हुनु अघिको अन्तिम त्रैमासिक भित्र आयोग समक्ष पेश गर्नुपर्नेछ ।

५. विद्युतको आयात निर्यात : विनियम ३ तथा विनियम ४ को विद्युतको प्रक्षेपण तथा विद्युत खरिद योजना अनुसारको व्यवस्थापनको लागि विद्युत आयात वा निर्यात हुने भएमा सोको विवरण समेत पेश गर्नुपर्नेछ ।

परिच्छेद ३

विद्युत खरिद दरको निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौताको सहमति

६. विद्युत खरिद सम्झौता लागू हुने : (१) विद्युत खरिदकर्ताले आयोग गठन भएको मिति पूर्व सम्पन्न गरेको सम्पूर्ण विद्युत खरिद सम्झौता कायम रहनेछन् । विद्युत खरिद सम्झौताका प्राबधानहरु यस बिनियामवलीसंग बाझिएको अवस्थामा यस बिनियामवली बमोजिम हुनेछ ।

(२) विद्युत खरिदकर्ताले आयोग गठन भएको मिति पूर्व आवश्यक प्रक्रिया पूरा गरी तयार पारेको विद्युत खरिद सम्झौताको मस्यौदा उपर आयोगले विनियम ७ बमोजिम सहमति दिए पश्चात विद्युत खरिदकर्ता र विद्युत बिक्रिकर्ताबीच अन्तिम हस्ताक्षर भई कार्यान्वयनमा आउनेछ ।

(३) विद्युत खरिद सम्झौतामा संसोधन गर्नु परेमा आयोगको स्विकृति लिनुपर्नेछ ।

७. विद्युत खरिद दरको निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौताको सहमतिको लागि निवेदनको प्रक्रिया : (१) विद्युत बिक्रिकर्ताले विद्युत खरिदकर्ता समक्ष विद्युत खरिद सम्झौताका लागि निवेदन दिनुपर्नेछ ।

(२) विद्युत खरिदकर्ताले उपविनियम (१) बमोजिमको निवेदन प्राप्त भए पश्चात सो निवेदन उपर निवेदन प्राप्त भएको ९० दिन भित्र आवश्यक प्राविधिक तथा वित्तीय मूल्यांकन सम्पन्न गरी विद्युत खरिद दर निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौताको सहमतिको लागि प्रस्तावित विद्युत खरिद दर र सम्झौताको अन्तिम मस्यौदा आयोग समक्ष पेश गर्नुपर्नेछ र सो को जानकारी विद्युत बिक्रिकर्तालाई समेत गराउनुपर्नेछ ।

तर एक सय मेगावाट भन्दा तलका जलविद्युत आयोजनाको हकमा वित्तिय मूल्यांकन सम्पन्न गर्नुपर्ने छैन ।

(३) उपविनियम (२) बमोजिम विद्युत खरिदकर्ताले आवश्यक मूल्यांकन गरे पश्चात विद्युत खरिद सम्झौता गर्नुनपर्ने वा गर्न नसकिने कारण देखिएमा सोको कारण खुलाई विद्युत बिक्रिकर्ता तथा आयोगलाई जानकारी गराउनु पर्नेछ ।

(४) विद्युत खरिद दर निर्धारण गर्न तथा विद्युत खरिद सम्झौताको सहमतिको लागि विद्युत खरिदकर्ताले जलविद्युत आयोजनाको हकमा अनुसूची (१) र वैकल्पिक उर्जा आयोजनाको हकमा अनुसूची (२) बमोजिमको ढाँचामा अनुसूची (३) बमोजिमको कागजात संलग्न गरी आयोग समक्ष निवेदन पेश गर्नुपर्नेछ ।

(५) विद्युत खरिदकर्ताले एक मेगावाट भन्दा बढी क्षमताको वैकल्पिक उर्जा आयोजनासँग विद्युत खरिद सम्झौता सम्पन्न गर्दा प्रति यूनिट सात रुपैया तीस पैसामा नबढ्ने गरी प्रतिस्पर्धाको माध्यमबाट पनि खरिद बिक्री दर कायम गर्न सक्नेछ । तर एक मेगावाट सम्मका वैकल्पिक उर्जा आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दर वार्षिक मूल्य वृद्धि नहुने गरी प्रति यूनिट सात रुपैयाँ तीस पैसा कायम गरिनेछ सो दर नेट मिटरिंगका ग्राहक वा संस्थाको हकमा समेत लागु हुनेछ ।

(६) विद्युत बिक्रिकर्ताले उपविनियम (२) बमोजिमको जानकारी प्राप्त भएको मितिले पन्ध्र दिन भित्र अनुसूची (४) बमोजिमको सेवा शुल्क बुझाएको सक्कल बैंक भौचर आयोग समक्ष बुझाउनुपर्नेछ ।

८. विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौताको सहमति : (१) आयोगले विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौताको सहमति प्रदान गरेपछि मात्र विद्युत खरिदकर्ता र विद्युत बिक्रिकर्ताबीच विद्युत खरिद सम्झौतामा अन्तिम हस्ताक्षर हुनेछ ।

(२) एक सय मेगावाट सम्मका जलविद्युत आयोजनाको हकमा विद्युत खरिद दर र विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताका शर्त तथा मुख्य प्रावधान अनुसूची (५) बमोजिम हुनेछ । उल्लेखित मुख्य शर्त तथा प्रावधान कार्यान्वयन नभएको अवस्थामा पिडित पक्षले कार्यान्वयनको लागि आयोगमा निवेदन गर्न सक्नेछ ।

(३) आयोग गठनको मिति पूर्व विद्युत खरिदकर्ता समक्ष विद्युतको खरिद सम्झौता गर्नका लागि निवेदन पेश गरेको कुनै पनि वैकल्पिक उर्जाको आयोजनाको (न्युन परिपूर्ति कोष (Viability Gap Funding) उपलब्ध हुने आयोजना बाहेक) को लागि वार्षिक मूल्य वृद्धि नहुने गरी प्रति यूनिट सात रुपैयाँ तीस पैसामा नबढ्ने गरी विद्युत खरिद दर कायम हुनेछ ।

(४) न्युन परिपूर्ति कोष (Viability Gap Funding) उपलब्ध हुने वैकल्पिक उर्जाको आयोजनाको हकमा सो सम्बन्धमा आह्वान गरिएको प्रस्ताव संलग्न गरी आयोग समक्ष पेश गर्नुपर्नेछ ।

(५) आयोगले एक सय मेगावाट भन्दा माथिका जलविद्युत आयोजनाहरुको हकमा अनुसूची (५) मा उल्लेख गरिएको दरको परिधिभित्र रही स्वपूंजीमा प्रतिफल (Return on Equity - ROE) सत्र प्रतिशत नबढ्ने गरी विद्युत खरिद दर तय गर्नेछ र उपविनियम (६) बमोजिम ROE सत्र प्रतिशत भन्दा बढी हुने देखिएमा विद्युत खरिद दर घट्ने गरी परिमार्जन गरिनेछ ।

(६) विद्युत बिक्रिकर्ताले उपविनियम (५) मा उल्लेखित आयोजनाको दर निर्धारण गर्नका लागि विद्युत खरिदकर्ता मार्फत आयोग समक्ष निवेदन पेश गर्नुपर्नेछ र आयोगले निम्न आधारमा रही विद्युत खरिद दरको स्विकृति प्रदान गर्नेछ:

(क) आयोजनाको अनुमानित लागत

(ख) ऋणको श्रोत तथा ब्याजदर

(ग) ऋणको साँवा ब्याजको भुक्तानीको प्रक्रिया

(घ) निर्माण वा संचालनमा प्राप्त हुने अनुदान

(ङ) ह्रासकट्टी वा अग्रीम ह्रासकट्टी,

(च) स्वपूंजीमा प्रतिफल (ROE)

(छ) साधारण खर्च,

(ज) सञ्चालन खर्च,

(झ) मर्मत सम्भार खर्च,

(ञ) कार्य सञ्चालन खर्च,

(ट) राजश्व, कर तथा सेवा शुल्क

(ठ) अतिरिक्त पूँजिकरण,

(ड) ऋण तथा स्वलगानी अनुपात

(ढ) नेपाल सरकारका नीति तथा कानून,

(ण) आयोगले उपयुक्त ठहऱ्याएका अन्य आधार

(७) विनियम ७ को उपविनियम (६) बमोजिमको प्रक्रिया पूरा गरी विनियम ७ को उपविनियम (४) बमोजिम आयोगले प्राप्त गरेको निवेदन तथा सम्पूर्ण कागजात प्राप्त भएको मितिले साठी दिन भित्र विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण गरी विद्युत खरिद सम्झौताको सहमति प्रदान गर्नेछ ।

तर,

(१) आवश्यक सम्पूर्ण कागजात पूरा नभएको निवेदन प्राप्त भएको खण्डमा सो अवधिको गणना सम्पूर्ण कागजात प्राप्त भएको मितिबाट मात्र गनिनेछ ।

(२) कुनै कागजात अपुग भएको निवेदन प्राप्त भएमा आयोगले सम्बन्धित पक्षसँग माग गर्नेछ ।

(८) विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण वा विद्युत खरिद सम्झौताको सहमति प्रदान गर्न नमिल्ने देखिएमा वा केहि परिमार्जन गर्नुपर्ने देखिएमा आयोगले सोको कारण खुलाई विद्युत खरिदकर्ता तथा विद्युत बिक्रिकर्तालाई जानकारी गराउनेछ र परिमार्जन सहित थप कागजात उपलब्ध गराउनु पर्ने देखिएमा तीस दिन सम्मको समयावधि प्रदान गरिनेछ ।

(९) आयोगले यस विनियम बमोजिम विद्युत खरिद दर निर्धारणको निवेदन उपर कारवाही गर्दा कम्तिमा एक पटक सार्वजनिक सुनुवाई गर्नेछ ।

९. प्रतिस्पर्धाबाट छनौट हुने आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौताको सहमतिः (१) प्रतिस्पर्धाको माध्यमबाट पनि विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण गर्न सकिनेछ ।

(२) प्रतिस्पर्धाको माध्यमबाट छनौट गरिने विद्युत उत्पादनका आयोजनाको विधि तथा आधारको पूर्व सहमति आयोगबाट लिनुपर्नेछ ।

(३) उपविनियम (२) बमोजिम आयोगले सहमति प्रदान गरेको विधि तथा आधार अनुसार तय भएको विद्युत खरिद बिक्री दरलाई कायम गरी विद्युत खरिद सम्झौताको सहमति प्रदान गरिनेछ ।

१०.आपसी समझदारीबाट तय गर्ने विद्युत खरिद बिक्री दरको स्विकृतिः (१) विद्युत बिक्रिकर्ता र विद्युत खपत गर्ने उद्योग वा संस्था वा व्यक्ति वा समुदायले आयोगको सहमति लिई आपसी समझदारीमा विद्युतको खरिद बिक्री दर निर्धारण गर्न सक्नेछ ।

(२) उपविनियम (१) बमोजिम विद्युत खरिद दरको स्वीकृति तथा विद्युत खरिद सम्झौताको सहमतिको लागि निवेदनको प्रक्रिया विनियम ७ बमोजिम हुनेछ ।

(३) उपविनियम (१) बमोजिम विद्युतको खरिद बिक्री दर निर्धारण गर्दा त्यस्तै किसिमका अन्य उद्योग वा संस्थासँग हुने विद्युत खरिद दरबीच एकरुपता हुने गरी गर्नुपर्नेछ ।

(४) उपविनियम (१) बमोजिम विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण गर्दा उपभोक्तालाई प्रतिकूल असर नपर्ने गरी तय गर्नुपर्नेछ ।

(५) माथि उपविनियम (१) अनुसार विद्युत खरिद बिक्रि गर्दा आफ्नै प्रसारणलाइन मार्फत गर्नुपर्नेछ । अन्य प्रसारण वा वितरणलाइन प्रयोग हुने भएमा आयोगले प्रसारण तथा वितरण दस्तुर (व्हिलिंग चार्ज) निर्धारण गरेपछि मात्र सहमति प्रदान गरिनेछ ।

११.एक सय किलोवाट भन्दा साना आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दर तथा विद्युत खरिद सम्झौताको स्विकृतिः (१) स्थानीय तहको अनुमतिमा स्थानीय स्तरमा बन्ने एक सय किलोवाट भन्दा साना विद्युत आयोजना र विद्युत खरिदकर्ताबीच सम्पन्न हुने विद्युत खरिद सम्झौता तथा सोको विद्युत खरिद बिक्री दरको सम्बन्धमा विद्युत खरिदकर्ताले अनुसूची (५) मा उल्लेखित विद्युत खरिद बिक्री दर अनुसार नै खरिद गर्न सक्नेछ ।

१२.माथिल्लो तटीय आयोजनासँग समन्वय र सहकार्य गरी पिक आवरमा विद्युत उत्पादनलाई बढाउनेः (१) नदीको माथिल्लो तटमा रहेको अर्ध जलाशययुक्त (PROR) वा जलाशययुक्त (STORAGE) आयोजनाको तल्लो तटमा रहेको क्यास्केड (CASCADE) रन अफ द रिभर (ROR) आयोजनाले सो PROR वा STORAGE आयोजनाको पानी प्रयोग गरी उत्पादन गर्ने समय तालिका अनुसार नै उत्पादन गर्न चाहेमा त्यस्ता आयोजनालाई PROR वा STORAGE को बर्गिकरणमा समावेश गरी अनुसूची (५) अनुसारको ROR को विद्युत खरिद दर सरह हुने गरी आयोग समक्ष विद्युत खरिद सम्झौताको स्वीकृतिका लागि पेश गर्न सक्नेछ ।

परिच्छेद ४

उपभोक्ताले बुझाउने महसुलको निर्धारण

१३.तत्काल कायम रहेको महसुल दरः उपभोक्ताले बुझाउने नयाँ महसुल दर आयोगले निर्धारण नगरे सम्म हाल कायम रहेको महसुल दरलाई नै निरन्तरता दिइनेछ ।

१४.उपभोक्ताले बुझाउने महसुल निर्धारणका लागि निवेदनको प्रक्रियाः (१) उपभोक्ताले बुझाउने महसुल दर निर्धारणको लागि वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले नियमावलीको नियम ८ बमोजिम आयोग समक्ष निवेदन दिनुपर्नेछ ।

(२) आयोगले उपविनियम (१) बमोजिम बुझाइने निवेदनको ढाँचा, निवेदन प्रक्रिया तथा महसुल दरको निर्धारण प्रक्रिया तयार गरी सार्वजनिक गर्नेछ ।

परिच्छेद ५

शेयरको सार्वजनिक निष्कासन तथा शेयर संरचना परिवर्तनको स्विकृति

१५.आयोग गठन मिति पूर्वका शेयर निष्कासन र शेयर संरचना परिवर्तनः आयोग गठन मिति पूर्व अनुमति प्राप्त व्यक्तिले तत्काल प्रचलित कानून अनुरुप गरेको सार्वजनिक शेयर निष्कासन तथा शेयर संरचना परिवर्तन यथावत कायम रहनेछन् ।

१६.सार्वजनिक शेयरको निष्कासनः सार्वजनिक शेयर निष्काशनको स्विकृती आयोगले जारी गरेको "विद्युत सम्बन्धि कम्पनिको शेयरको सार्वजनिक निष्काशन सम्बन्धि निर्देशिका, २०७६" अनुसार हुनेछ ।

१७.शेयर संरचना परिवर्तनको स्विकृतिः (१) अनुमति प्राप्त व्यक्तिले शेयर संरचना परिवर्तन गर्नु पूर्व नियमावलीको नियम ४५ बमोजिम आयोग समक्ष स्विकृतिको लागि अनुसूची (६) मा तोकिएको ढाँचामा अनुसूची (७) बमोजिमको कागजात संलग्न गरी निवेदन पेश गर्नुपर्नेछ ।

(२) उपविनियम (१) बमोजिमको निवेदनको साथ रू दश हजार रुपैयाँ सेवा शुल्क बुझाएको सक्कल बैंक भौचर आयोग समक्ष बुझाउनुपर्नेछ ।

(३) अनुमति प्राप्त व्यक्तिले शेयर संरचनामा पुनः परिवर्तन गर्नुपर्ने भएमा उपविनियम (१) बमोजिमको निवेदनको साथ अनुसूची (८) बमोजिमका कागजातहरु मात्र पेश गर्नुपर्नेछ ।

(४) ऐन र नियमावली अन्तर्गतको काम, कर्तव्य र अधिकार बमोजिम आयोगले उपविनियम (१) अनुसारको निवेदन उपर कारबाही गरी साठी दिन भित्र स्विकृती प्रदान गर्नेछ ।

परिच्छेद ६

सेवा प्रभावकारिता तथा सुरक्षा

१८.प्रसारण र वितरण चुहावट अनुगमनः (१) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले कुल चुहावट (प्राविधिक तथा अप्राविधिक) को प्रतिवेदन तयार गर्नुपर्नेछ ।

(२) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले उपविनियम (१) बमोजिम तयार पारिएको प्रतिवेदन प्रत्येक आर्थिक वर्ष सकिएको ६ महिना भित्र आयोग समक्ष पेश गर्नुपर्नेछ ।

(३) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले आगामी आर्थिक वर्षको उत्पादन र प्रसारणको मर्मत सम्भार सम्बन्धि कार्ययोजना आर्थिक वर्ष शुरु हुनु भन्दा एक महिना अघि आयोग समक्ष पेश गर्नुपर्नेछ ।

१९. विद्युत सम्बन्धी सेवा तथा सुरक्षाका उपायहरुः (१) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले उपभोक्तालाई विश्वसनीय, सुरक्षित तथा भरपर्दो विद्युत प्रवाहको व्यवस्था गर्नुपर्नेछ ।

(२) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले विद्युत जडान गर्न लाग्ने समय र सो को प्रक्रिया निर्धारण गरी सार्वजनिक गर्नुपर्ने र सोको जानकारी आयोगलाई गराउनु पर्नेछ ।

(३) काबु बाहिरको परिस्थितिमा बाहेक विद्युतको आपूर्तिमा लगातार तीन घण्टा भन्दा बढी अवरोध हुने अवस्थामा वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले उपभोक्तालाई पूर्व जानकारी गराउनु पर्नेछ ।

स्पष्टिकरणः काबु बाहिरको परिस्थिति भन्नाले बाढी, पहिरो, भूकम्प, आगलागी जस्ता प्राकृतिक प्रकोप सम्झनुपर्छ ।

(४) अनुमति प्राप्त व्यक्तिले परियोजना निर्माण, सञ्चालन तथा सम्भार कार्यमा संलग्न कर्मचारीको जीवन बिमा र दुर्घटना बिमा सुनिश्चित गर्नुपर्नेछ ।

परिच्छेद ७

अनुमति प्राप्त व्यक्तिको वित्तिय विवरण, आन्तरिक नियन्त्रण तथा संस्थागत सुशासन

२०.छुट्टा-छुट्टै वित्तिय विवरणः अनुमति प्राप्त व्यक्तिले उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार क्षेत्रको छुट्टा-छुट्टै वित्तिय विवरण राखी आर्थिक वर्ष समाप्त भएको ३ महिना भित्र आयोग समक्ष पेश गर्नुपर्नेछ ।

२१.वित्तिय विवरणः (१) अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पछिल्लो आर्थिक वर्षको लेखापरिक्षण प्रतिवेदन तथा वार्षिक साधारण सभाका छलफलका विषयहरु तथा सो सम्बन्धी सञ्चालक समितिको निर्णयको प्रतिलिपि वार्षिक साधारण सभा पूर्व आयोग समक्ष पेश गर्नुपर्नेछ ।

(२) अनुमति प्राप्त व्यक्तिले अनुसूची (९) अनुसारको ढाँचामा त्रैमासिक वित्तिय विवरण त्रैमासिक अवधि समाप्त भएको ३० दिन भित्र आयोग समक्ष पेश गर्नुपर्नेछ ।

२२. वार्षिक प्रतिवेदनः (१) आर्थिक वर्ष समाप्त भएको ३ महिना भित्र अनुमति प्राप्त व्यक्तिले ऐनको दफा ३८ को उपदफा ४ बमोजिम आफूले सम्पादन गरेको काम कारवाहीको प्रतिवेदन तयार गरी लेखापरीक्षण प्रतिवेदन सहित आयोग समक्ष पेश गर्नुपर्नेछ ।

(२) अनुमति प्राप्त व्यक्तिले वार्षिक प्रतिवेदनको सारांश सार्वजनिक गर्नुपर्नेछ । सोही बमोजिमको प्रतिवेदनको सारांश आयोगलाई समेत उपलब्ध गराउनु पर्नेछ र सो सारांश आयोगले आफ्नो वेबसाइटमा पनि राख्न सक्नेछ ।

परिच्छेद ८

अनुपालन तथा अनुगमन

२३.अनुपालन तथा अनुगमन : (१) अनुमति प्राप्त व्यक्तिले ऐन वा ऐन अन्तर्गत बनेको नियम/विनियम वा अन्य निर्देशिका तथा मापदण्ड बमोजिमको कुनै दायित्व पालना नगरेमा वा आवश्यक विवरण आयोग समक्ष नबुझाएमा वा कुनै विवरण लुकाएको विश्वास गर्ने आधार भएमा आयोगले अनुमति प्राप्त व्यक्तिको अभिलेख निरिक्षण गर्न सक्नेछ ।

(२) आयोगलाई अनुमति प्राप्त व्यक्तिले आफ्नो आयोजना स्थल, कार्यालय र अभिलेखमा पहुँच प्रदान गर्नुपर्नेछ ।

(३) अनुमति प्राप्त व्यक्तिहरु बिच भएको सम्झौता कार्यान्वयन गर्दा कुनै पक्षले सम्झौता कार्यान्वयन नगरेको गुनासो प्राप्त भएको अवस्थामा आयोगले पक्षहरुलाई राखी सम्झौता कार्यान्वयनको लागि आवश्यक पहल गर्न र आदेश दिन सक्नेछ ।

(४) अनुमति प्राप्त व्यक्तिको निर्णय वा कार्यबाट उपभोक्तालाई पर्न जाने असुविधा वापत आयोगले निर्णय गरे अनुसारको क्षतिपूर्ति नपाएको गुनासो आयोगमा प्राप्त भएको अवस्थामा आयोगले आवश्यक निर्देशन गर्नेछ ।

अनुसूची १

विनियम ७ को उपविनियम (४) सँग सम्बन्धित

जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौताको सहमतिका लागि विद्युत खरिदकर्ताले बुझाउने निवेदनको ढाँचा

मिति ....

श्री विद्युत नियमन आयोग,

.........., काठमाण्डौ ।

विषयः विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको सहमति पाउँ भन्ने बारे ।

उपरोक्त विषयमा मिति .... मा .... बाट प्राप्त भएको निवेदन उपर यस संस्थाले प्राविधिक/वित्तिय मूल्यांकन गरी विद्युत खरिद बिक्री दर तथा विद्युत खरिद बिक्री अन्तिम सम्झौताको मस्यौदा तयार गरेको हुँदा, विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको सहमति पाउँ भनी तपसिल बमोजिमको विवरण तथा कागजात सहित निवेदन पेश गर्दछु ।

१. कम्पनीको परिचय

कम्पनी वा संस्थाको नाम : ....

कम्पनी वा संस्थाको ठेगानाः

गा.पा./न.पा. : .... वार्ड नंः ....जिल्ला : ....

प्रदेश : ....

फोन नं. : .... इमेल : ....

कम्पनीको दर्ता नं.: ....

उद्योग दर्ता नम्बर : ....

स्थायी लेखा नम्बर ....

२. कम्पनीको वित्तिय अवस्था

कम्पनीको अधिकृत पूँजि ....

कम्पनीको जारी पूँजि ....

कम्पनीको चुक्ता पूँजि ....

३. आयोजनाको वित्तिय अवस्था

आयोजनाको अनुमानित लागत ....

आयोजनाको प्रस्तावित ऋण/ पूँजिको अनुपात ....

४. आयोजनाको परिचय

आयोजनाको नामः ....

विद्युत उत्पादनको श्रोतः ....

आयोजनाको जडित क्षमताः ....

आयोजनाको प्रकारः ....

आयोजनाको सर्वेक्षण अनुमति पत्र नं र जारी गरिएको मिति : ....

आयोजनाको सर्वेक्षण अनुमति पत्र जारी गर्ने निकाय : ....

आयोजनाको उत्पादन अनुमति पत्र नं र जारी गरिएको मिति : ....

आयोजनाको उत्पादन अनुमति पत्र जारी गर्ने निकाय : ....

आयोजनाको अक्षांश : ....

देशान्तरः ....

आयोजनाको हेडः ....

पानीको वहाब (Design Discharge M^3/Sec) : ....

जलाधार क्षेत्रः ....

५. आयोजना रहेको स्थान

गा.पा./न.पाः .... वार्ड नंः ....जिल्लाः ....

प्रदेशः ....

६. कनेक्सन एग्रिमेन्ट भएको मिति : ....

७. कनेक्सन गर्ने सबस्टेशनको नाम तथा भोल्टेजः ....

८. विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको अवधिः ....

९. विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको प्रकार (टेक अर पे/ टेक एण्ड पे/अन्य): ....

१०. व्यापारिक उत्पादन गर्नुपर्ने मिति (RCOD): ....

११. कन्ट्रयाक्ट इनर्जी (Contract Energy): ....

१२. सुख्खा याम इनर्जी (Dry Energy): ....

१३. वर्षा याम इनर्जी (Wet Energy): ....

१४. सुख्खा यामको अवधिः ....

१५. वर्षा यामको अवधिः ....

१६. RCOD ढिला भएमा उत्पादन अनुमतिप्राप्त व्यक्तिले तिर्नुपर्ने हर्जनाको सुत्रः ....

१७. प्रशारण लाईन वा सब्स्टेशनको निर्माणमा ढिलाईको कारणले COD ढिला भएमा वितरण अनुमतिप्राप्त व्यक्तिले तिर्नुपर्ने हर्जनाको सुत्रः ....

१८. Availability Declaration गर्नुपर्ने पूर्व अवधिः ....

१९. Availability Declaration:

सुख्खा याम : ....

वर्षा याम : ....

२०. कन्ट्रयाक्ट इनर्जी र Availability Declaration जुन कम छ त्यो भन्दा कम हुँदा तिर्नुपर्ने हर्जनाको सुत्र (जलविद्युत आयोजनाको हकमा १० मेगावाट भन्दा माथिका आयोजनाको लागि मात्र): ....

२१. Connection Agreement अनुसार प्रसारण लाइन सम्बन्धि व्यवस्थाः ....

२२. Run of River मा आधारित परियोजनाको हकमा

विद्युत खरिदको दरः ....

मूल्यवृद्धिको दर र पटकः ....

२३. Peaking Run of River मा आधारित परियोजनाको हकमा

Peaking को अवधिः ....

विद्युत खरिदको दरः ....

मूल्यवृद्धिको दर र पटकः ....

२४. जलाशययुक्त जलविद्युत परियोजनाको हकमा

विद्युत खरिदको दरः ....

मूल्यवृद्धिको दर र पटकः ....

Live Storage: ....

Dead Storage: ....

२५. पम्प स्टोरेज जलविद्युत परियोजनाको हकमा

विद्युत खरिदको दर: ....

मूल्यवृद्धिको दर र पटक: ....

Lower Reservoir Volume: ....

Pump Back Capacity: ....

Pump Motor Capacity: ....

Depletion Time: ....

२६. अन्य परियोजनाको हकमा

विद्युत खरिदको दर: ....

मूल्यवृद्धिको दर र पटक: ....

२७. Dispatch Instruction बाट अतिरिक्त ऊर्जा लिने आदेश भएमा अतिरिक्त ऊर्जाको खरिद दर: ....

२८. बिल प्राप्त भएको कति दिनभित्र भुक्तानी गर्नुपर्ने: ....

२९. Performance Guarantee बापत रकम: ....

३०. कन्ट्रयाक्ट इनर्जी (Contract Energy) पुनरावलोकनको प्रावधान : ....

अधिकार प्राप्त अधिकारीको नाम: ....

दस्तखत: ....

पद: ....

विद्युत खरिदकर्ताको नाम: ....

विद्युत खरिदकर्ताको छाप:

अनुसूची २

विनियम ७ को उपविनियम (४) सँग सम्बन्धित

वैकल्पिक ऊर्जा आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत खरिद सम्झौताको सहमतिका लागि विद्युत खरिदकर्ताले बुझाउने निवेदनको ढाँचा

मिति ....

श्री विद्युत नियमन आयोग,

.........., काठमाण्डौ ।

विषयः विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको सहमति पाउँ भन्ने बारे ।

उपरोक्त विषयमा मिति .... मा .... बाट प्राप्त भएको निवेदन उपर यस संस्थाले प्राविधिक/वित्तिय मुल्यांकन गरी विद्युत खरिद बिक्री दर तथा विद्युत खरिद बिक्री अन्तिम सम्झौताको मस्यौदा तयार गरेको हुँदा, विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको सहमति पाउँ भनी तपसिल बमोजिमको विवरण तथा कागजात सहित निवेदन पेश गर्दछु ।

१. कम्पनीको परिचय

कम्पनी वा संस्थाको नाम : .... कम्पनी वा संस्थाको ठेगानाः

गा.पा./न.पा. : .... वार्ड नंः .... जिल्ला : ....

प्रदेश : .... फोन नंः ....इमेलः ....

कम्पनीको दर्ता नं.:.......... उद्योग दर्ता नम्बर :............ स्थायी लेखा नम्बर ....

२.कम्पनीको वित्तिय अवस्था

कम्पनीको अधिकृत पूँजि....................... कम्पनीको जारी पूँजि.......................................

कम्पनीको चुक्ता पूँजि ....न...

३.कम्पनीको वित्तिय अवस्था

आयोजनाको अनुमानित लागत ....

आयोजनाको प्रस्तावित ऋण/ पूँजिको अनुपात ....

४.आयोजनाको परिचय

आयोजनाको नामः .... विद्युत उत्पादनको श्रोतः...................

आयोजनाको जडित क्षमताः .... आयोजनाको प्रकारः.............................

आयोजनाको उत्पादन अनुमति पत्र नं र जारी गरिएको मिति : ....

आयोजनाको उत्पादन अनुमति पत्र जारी गर्ने निकाय : ....

५.आयोजना रहेको स्थान

गा.पा./न.पा: .... वार्ड नं: .... जिल्ला: ....

प्रदेश: .... आयोजनाको अक्षांश : ....देशान्तर: ....

६.कनेक्सन एग्रिमेन्ट भएको मिति : ....

७.कनेक्सन गर्ने सबस्टेशनको नाम तथा भोल्टेज: ....

८.विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता प्रस्तावित मिति तथा अवधि: ....

९.विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको प्रकार (टेक अर पे/ टेक एण्ड पे/अन्य): ....

१०. व्यपारिक उत्पादन गर्नुपर्ने मिति (RCOD): ....

११. कन्ट्रयाक्ट इनर्जी (Contract Energy): ....

१२. RCOD ढिला भएमा उत्पादन अनुमतिप्राप्त व्यक्तिले तिर्नुपर्ने हर्जनाको सुत्र: ....

१३. प्रशारण लाईन वा सब्स्टेशनको निर्माणमा ढिलाईको कारणले COD ढिला भएमा वितरण अनुमतिप्राप्त व्यक्तिले तिर्नुपर्ने हर्जनाको सुत्र: ....

१४. कनेक्सन एग्रिमेन्ट अनुसार प्रसारण लाइन सम्बन्धि व्यवस्था: ....

१५. विद्युत खरिदको दर: ....

१६. मूल्यवृद्धिको दर र पटक: ....

१७. बिल प्राप्त भएको कति दिनभित्र भुक्तानी गर्नुपर्ने: ....

१८. Performance Guarantee बापत रकम: ....

१९. कन्ट्रयाक्ट इनर्जी (Contract Energy) पुनरावलोकनको प्रावधान : ....

अधिकार प्राप्त अधिकारीको नाम: ....

दस्तखत: ....

पद: ....

विद्युत खरिदकर्ताको नाम: ....

विद्युत खरिदकर्ताको छाप:

अनुसूची ३

विनियम ७ को उपविनियम (४) सँग सम्बन्धित

विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा

विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको सहमतिको लागि निवेदनसँग संलग्न गर्नुपर्ने कागजातहरु

(क) विद्युत बिक्रिकर्ताको कम्पनी / संस्था दर्ता प्रमाणपत्र

(ख) विद्युत बिक्रिकर्ताको अद्यावधिक प्रबन्धपत्र, नियमावली तथा शेयर लगत

(ग) विद्युत बिक्रिकर्ता तथा आयोजनाको उद्योग दर्ता प्रमाणपत्र

(घ) विद्युत बिक्रिकर्ताको सञ्चालकहरुको विवरण

(ङ) विद्युत बिक्रिकर्ताको स्थायी लेखा नम्बर प्रमाणपत्र

(च) विद्युत बिक्रिकर्ताको पछिल्लो आ.व. को कर चुक्ताको प्रमाणपत्र

(छ) आयोजनाको उत्पादन अनुमति पत्र (ऐनको दफा १३ (ख) तथा नियमावलीको नियम १० (१) अनुसार)

(ज) वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदनको कार्यकारी सारांश (Executive Summary)

(झ) आयोजनामा कर्जा लगानी गर्ने वित्तिय संस्थाको मनसाय पत्र

(ञ) आयोजनाको ग्रिड कनेक्सन एग्रिमेन्ट

(ट) विद्युत खरिदकर्ताले गरेको प्राविधिक तथा वित्तिय मूल्यांकन सम्बन्धि कागजात

(ठ) आयोजनाको संक्षिप्त विवरण (Salient Features)

(ड) आयोजनाको सम्भाव्यता अध्ययन प्रतिवेदनको कार्यकारी सारांश (Executive Summary) तथा आयोजनाको Layout Map

(ढ) विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको सहमतिको लागि निवेदन दिने सम्बन्धमा विद्युत बिक्रिकर्ताको सञ्चालक समितिको निर्णय

(ण) विद्युत बिक्रिकर्ताको पछिल्लो तीन वर्षको लेखा परीक्षण भएको वित्तिय विवरण तथा कम्पनीको वार्षिक प्रतिवेदन

(त) १०० मेगावाट भन्दा माथिको आयोजनाको हकमा बिस्तृत अध्ययन प्रतिबेदन ।

अनुसूची ४

विनियम ७ को उपविनियम (६) सँग सम्बन्धित

सेवा शुल्क

१) एक सय किलोवाट देखि एक मेगावाट सम्मका आयोजनाको हकमा एकमुष्ट : रु. १,००,०००/- (एक लाख)

२) एक मेगावाट भन्दा माथि देखि एक हजार मेगावाट सम्मका आयोजनाको हकमा प्रकरण १ मा उल्लेख गरिएको सेवा शुल्कमा थप प्रति मेगावाट रु. १०,०००/- (दस हजार)

३) एक हजार मेगावाट भन्दा माथिका आयोजनाको हकमा एकमुष्ट : रु. १,२०,००,०००/- (एक करोड बीस लाख)

अनुसूची ५

विनियम ८ को उपविनियम (२) सँग सम्बन्धित

१०० मेगावाट सम्मका जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दर र विद्युत खरिद सम्झौताका मुख्य शर्त तथा प्रावधानहरु

(१) निम्नलिखित शर्तहरु पूरा गर्ने Run of River मा आधारित जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद दर देहाय बमोजिम कायम हुनेछ ।

(क) ६ महिना (जेठ १६ देखि मंसिर १५ सम्म) को उर्जा कुल वार्षिक उर्जाको अधिकतम ७०% हुने Run of River मा आधारित जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद दर देहाय बमोजिम कायम हुनेछ र उक्त दरमा वार्षिक ३% को दरले ८ पटक सम्म साधारण वृद्धि गरी समायोजन हुनेछ ।

ऋतवधि	प्रति युनिट खरिद दर रुपैयाँ
जेठ १६ देखि मंसिर १५ सम्म	४.८०
मंसिर १६ देखि जेठ १५ सम्म	८.४०

(ख) Run of River मा आधारित जलविद्युत आयोजनाको सुख्खायाम (मंसिर १६ देखि जेठ १५ सम्म) को सम्झौता उर्जा कुल वार्षिक उर्जाको न्युनतम ३०% नपुग्ने अवस्था आएमा देहाय बमोजिमको विद्युत खरिद दर कायम हुनेछ र उक्त दरमा वार्षिक ३% को दरले ८ पटक सम्म साधारण वृद्धि गरी समायोजन हुनेछ ।

ऋतवधि	प्रति युनिट खरिद दर रुपैयाँ
बैशाख देखि मंसिरसम्म	४.८०
पौष देखि चैत्रसम्म	८.४०

(२) निम्नलिखित शर्तहरु पूरा गर्ने Peaking Run of River मा आधारित जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद दर देहाय बमोजिम कायम हुनेछ र उक्त दरमा वार्षिक ३% को दरले ८ पटक सम्म साधारण वृद्धि गरी समायोजन हुनेछ ।

(क) Peaking Run of River मा आधारित जलविद्युत आयोजनाका लागि न्युनतम १ घण्टादेखि ६ घण्टा सम्म एक पटक Rated Capacity मा Daily Peaking गर्न सक्ने क्षमता हुनुपर्नेछ ।

(ख) Peaking Run of River मा आधारित जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद सम्झौतामा जतिसुकै घण्टाको Daily Peaking उल्लेख भए तापनि आयोजना निर्माण सम्पन्न भएपछि वास्तविक (As per Actual) का आधारमा वर्षमा एकपटक प्रणाली सञ्चालकले तोकेको समयमा उत्पादन गरी प्रमाणित भए बमोजिम Peaking Energy को उल्लेखित विद्युत खरिद दर कायम हुनेछ ।

(ग) जेठ १६ देखि मंसिर १५ सम्म ६ महिनाको ऊर्जा कुल वार्षिक ऊर्जाको अधिकतम ७०% हुनुपर्नेछ तर १० मेगावाट सम्मका आयोजनाको हकमा अधिकतम ७० प्रतिशतको सिमा लागु हुने छैन ।

अवधि	**दैनिक समय**	**पूर्ण क्षमतामा उत्पादन गर्नुपर्ने दैनिक घण्टा**	**प्रति युनिट खरिद दर रुपैयाँ**
सुख्खायाम (मंसिर १६ देखि जेठ १५ सम्म)	Peaking hours	१ घण्टा देखि २ घण्टा भन्दा कम	८.५०
		२ घण्टा देखि ३ घण्टा भन्दा कम	८.८०
		३ घण्टा देखि ४ घण्टा भन्दा कम	९.४०
		४ घण्टा देखि ६ घण्टा सम्म	१०.५५
	Non-Peaking hours		८.४०
वर्षायाम (जेठ १६ देखि मंसिर १५ सम्म)	All hours		४.८०

(३) **निम्नलिखित शर्तहरु पूरा गर्ने जलाशययुक्त जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद दर देहाय बमोजिम कायम हुनेछ र उक्त दरमा वार्षिक ३% को दरले ८ पटक सम्म साधारण वृद्धि गरी समायोजन गरिनेछ ।**

(क) जलाशययुक्त जलविद्युत आयोजनाहरु को सक्रिय भण्डारण आयतन (Active Storage Volume) Design Discharge को १५ दिन बराबर हुन आउने आयतन भन्दा घटी हुन नहुने र Dead Storage Volume कम्तिमा ५० वर्षसम्म Sediment ले नभरिने गरी डिजाइन गर्नु पर्नेछ ।

(ख) मंसिर १६ देखि जेठ १५ सम्म ६ महिनाको ऊर्जाको न्युनतम ३५% हुनुपर्नेछ ।

अवधि	**प्रति युनिट खरिद दर रुपैयाँ**
जेठ १६ देखि मंसिर १५ सम्म	७.१० (यदि वर्षायामको विद्युत उत्पादन कुल वार्षिक उत्पादनको ५०% भन्दा बढी भएमा बढी भएको प्रतिशत बराबर वर्षायामको विद्युत खरिद दर घटाइनेछ ।)
मंसिर १६ देखि जेठ १५ सम्म	१२.४०

(४) **१० मेगावाट भन्दा साना जलविद्युत** (ROR **तथा** PROR) **आयोजनाको सम्बन्धमाः**

(क) विद्युत बिक्रीकर्ताले आफ्नो आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युतको पूर्वानुमान (Availability Declaration) विद्युत खरिदकर्तालाई जानकारी गराउनुपर्नेछ । विद्युत बिक्रीकर्ताको विद्युत उत्पादनको पूर्वानुमानलाई आधार मानी विद्युत खरिदकर्ताले विद्युत बिक्रिकर्तालाई कुनै हर्जाना लगाउन पाउने छैन । त्यस्तै बाढी पहिरो र भुकम्पका कारण प्रसारणलाइन वा सबस्टेशनमा क्षति पुग्न गएमा खरिदकर्ताले बिक्रिकर्तालाई क्षतिपुर्ति दिनु पर्ने छैन तथापी खरिदकर्ताले यथाशक्य छिटो प्रणाली सुचारु गराएर आयोगलाई जानकारी दिनु पर्नेछ ।

(ख) विद्युत खरिदबिक्रि सम्झौता बमोजिम खरिदकर्ताले बिक्रिकर्तालाई Undelivered Energy को क्षतिपुर्ति प्रदान गर्दा १३२ के.भी., ६६ के. भी., ३३ के. भी. र ११ के. भी. लाई समान शुत्र प्रयोगमा ल्याउनु पर्नेछ ।

(ग) विद्युत खरिद सम्झौतामा Spinning Reserve को प्रावधान रहने छैन ।

(घ) माथिका शर्त तथा प्राबधानहरु सन्चालनमा रहेका आयोजनाको हकमा पनि लागु हुनेछ ।

अनुसूची ६

विनियम १७ को उपविनियम (१) सँग सम्बन्धित

शेयर संरचना परिवर्तनको स्विकृतिका लागि बुझाउने निवेदनको ढाँचा

मिति.....................

श्री विद्युत नियमन आयोग,

.........., काठमाण्डौ ।

विषयः शेयर संरचना परिवर्तनको स्विकृति पाउँ भन्ने बारे ।

उपरोक्त विषयमा यस कम्पनीको शेयर संरचना परिवर्तनको स्विकृति पाउँ भनी तपसिल बमोजिमको विवरण तथा कागजात सहित निवेदन पेश गर्दछु ।

१. **कम्पनीको विवरण**

कम्पनी वा संस्थाको नामः ....

कम्पनी वा संस्थाको ठेगाना

गा.पा./न.पाः .... जिल्लाः .... प्रदेश ....

कम्पनीको दर्ता नं.: ....

उद्योग दर्ता नम्बरः ....

स्थायी लेखा नम्बरः ....

२. **आयोजनाको विवरण**

आयोजनाको नामः ....

आयोजनाको क्षमताः ....

आयोजनाको प्रकारः ....

विद्युतिय स्रोतको प्रकृतिः ....

आयोजनाको उत्पादन अनुमतिपत्र नं र जारी गरिएको मिति : ....

आयोजनाको उत्पादन अनुमतिपत्र जारी गर्ने निकायः ....

आयोजनाको प्रसारण लाइनको अनुमतिपत्र नं र जारी गरिएको मिति : ....

आयोजना रहेको स्थान;

गा.पा./न.पाः .... जिल्लाः .... प्रदेश ....

आयोजनाको अक्षांशः ....

देशान्तरः ....

आयोजनाको हेडः ....

अनुमानित पानीको वहाबः ....

जलाधार क्षेत्रः ....

राष्ट्रिय ग्रिड प्रसारणमा जोडिने स्थानः ....

विद्युतगृहबाट राष्ट्रिय ग्रिड प्रसारणमा जोडिने सबस्टेसनसम्मको प्रसारण लाइनको दुरी तथा क्षमता ....

३. **कम्पनीको वित्तिय अवस्था**

कम्पनीको अधिकृत पूँजिः ....

कम्पनीको चुक्ता पूँजिः ....

पूँजिमा हुने वृद्धिः ....

शेयर संरचना परिवर्तन पश्चात हुने पूँजिः ....

४. **आयोजनाको वित्तिय अवस्था**

आयोजनाको अनुमानित लागतः ....

हाल सम्म भएको परियोजना निर्माण खर्चः ....

५. **शेयर संरचना परिवर्तन गर्नुपर्नाको कारण** ....

अधिकार प्राप्त अधिकारी को नामः ....

दस्तखतः ....

पदः ....

कम्पनी/संस्थाको छाप

अनुसूची ७

विनियम १७ को उपविनियम (१) सँग सम्बन्धित

अनुमति प्राप्त कम्पनी वा संस्थाहरुको शेयर संरचनामा परिवर्तनको स्विकृतिका लागि निवेदनसँग संलग्न गर्नुपर्ने कागजातहरु

(१) अद्यावधिक प्रबन्धपत्र, नियमावली, दर्ता प्रमाणपत्र तथा स्थायी लेखा नम्बर प्रमाणपत्र ।

(२) अद्यावधिक शेयर लगत ।

(३) सञ्चालक सम्बन्धि विवरण ।

(४) परियोजनाहरु सम्बन्धी विवरण ।

(५) निर्माणको चरणमा रहेका परियोजनाहरुको हकमा परियोजना/निर्माणको प्रगति विवरण तथा हालसम्म भएको खर्चको विवरण (ऋणदाताको इञ्जिनियरद्वारा प्रमाणित विवरण समेत) ।

(६) विद्युत सम्बन्धी परियोजना निर्माणको लागि प्रचलित कानून बमोजिमका निकायबाट प्राप्त भएको इजाजत, अनुमति वा स्विकृति पुष्टि गर्ने कागजातहरु ।

(७) शेयर संरचनामा परिवर्तनको सम्बन्धमा सञ्चालक समिति तथा साधारण सभाको निर्णय ।

(८) पछिल्लो तीन वर्षको लेखा परिक्षण भएको वित्तिय विवरण ।

(९) प्रस्तावित शेयर बिक्रेता र शेयर खरिदकर्ताको विवरण तथा प्रस्तावित शेयर संरचना परिवर्तन पश्चात अनुमति प्राप्त व्यक्तिको अनुमानित शेयर लगतको विवरण ।

अनुसूची ८

विनियम १७ को उपविनियम (३) सँग सम्बन्धित

शेयर संरचना परिवर्तनको एक पटक वा सो भन्दा बढी स्विकृति लिईसकेका, अनुमति प्राप्त व्यक्तिको शेयर संरचनामा थप परिवर्तनको स्विकृतिका लागि निवेदनसँग संलग्न गर्नुपर्ने कागजातहरु

(१) पछिल्लो स्विकृति पछि प्रबन्धपत्र, नियमावलीमा संसोधन भएमा सो को प्रतिलिपि ।

(२) पछिल्लो स्विकृति पछिका शेयरधनीहरुको छुट्टै विवरण सहितको अद्यावधिक शेयर लगत ।

(३) निर्माणको चरणमा रहेका परियोजना/हरुको हकमा परियोजना निर्माणको प्रगति विवरण तथा हालसम्म भएको खर्चको विवरण ।

(४) विद्युत सम्बन्धी परियोजना निर्माणको लागि प्रचलित कानून बमोजिमका निकायबाट पछिल्लो स्विकृति पछि प्राप्त भएका इजाजत, अनुमति वा स्वीकृति पुष्टि गर्ने कागजातहरु ।

(५) शेयर संरचनामा परिवर्तनको सम्बन्धमा सञ्चालक समिति तथा साधारण सभाको निर्णय ।

(६) पछिल्लो स्विकृति भन्दा पछिको लेखा परिक्षण भएको वित्तिय विवरण ।

(७) प्रस्तावित शेयर बिक्रेता र शेयर खरिदकर्ताको विवरण तथा प्रस्तावित शेयर संरचना परिवर्तन पश्चात अनुमति प्राप्त व्यक्तिको अनुमानित शेयर लगतको विवरण ।

अनुसूची ९

विनियम २१ को उपविनियम (२) सँग सम्बन्धित

वित्तिय विवरणको ढाँचा

Name
Address

UNAUDITED FINANCIAL STATEMENTS FOR ....

Statement of Financial Position	This Quarter Ending	Previous Quarter Ending	Corresponding Previous Year Quarter ....
ASSETS			
Non-Current Assets			
Property, plant and equipment			
Capital work-in-progress			
Intangible assets			
Project work-in-progress			
Financial assets			
Other non-current assets			
Total Non-Current Assets	-	-	-
Current Assets			
Inventories			
Advance and Receivables			
Cash and cash equivalents			
Other Financial assets			
Other current assets			
Total Current Assets	-	-	-
Total Assets	-	-	-
EQUITY AND LIABILITIES			
Equity			
Equity share capital			
Other equity			
Total Equity	-	-	-
Liabilities			
Non-Current Liabilities			
Financial liabilities			
Provisions			
Deferred tax			

Other non-current liabilities			
Total Non-Current Liabilities	-	-	-
Current Liabilities			
Trade payables	-		
Other Financial liabilities			
Provisions			
Other current liabilities			
Total Current Liabilities	-	-	-
Total Liabilities	-	-	-
Total Equity and Liabilities	-	-	-

Statement of Profit or Loss and other Comprehensive Income	This Quarter Ending	Previous Quarter Ending	Corresponding Previous Year Quarter ....
Revenue			
Cost of Sales			
Generation Expenses			
Distribution Expenses			
Gross profit	-	-	-
Other income			
Administrative and other operating expenses			
Impairment loss on investment			
Profit from Operation	-	-	-
Finance Income			
Finance Costs			
Profit Before Tax	-	-	-
Income Tax Expense			
Profit for the year	-	-	-
Other comprehensive gain/(loss) for the year, net of tax			
Total Comprehensive gain/(loss) for the year, net of tax	-	-	-

Note: All expenses and loss figures to be placed as negative numbers

अनुसूची ३.२: विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६

विद्युत नियमन आयोगको २०७६/०७/२९ गते बसेको ३०औं बैठकबाट स्वीकृत

विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६

विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १३ तथा विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ को नियम ८ तथा नियम ९ अनुसार महसुल दर निर्धारण गर्ने प्रयोजनका लागि विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा ४३ ले दिएको अधिकार प्रयोग गरी विद्युत नियमन आयोगले देहायको निर्देशिका जारी गरेको छ।

परिच्छेद १:

प्रारम्भिक

१. संक्षिप्त नाम र प्रारम्भ : (१) यस निर्देशिकाको नाम "विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६" रहेको छ।

(२) यो निर्देशिका तुरुन्त प्रारम्भ हुनेछ।

२. परिभाषा : (१) विषय वा प्रसंगले अर्को अर्थ नलागेमा यस निर्देशिकामा,

(क) **"अनुमति प्राप्त व्यक्ति"** भन्नाले ऐनको दफा २ को उपदफा (ख) बमोजिम अनुमतिप्राप्त व्यक्ति वा संस्था सम्झनुपर्छ।

(ख) **"उपभोक्ता"** भन्नाले विद्युत उपभोग गर्ने व्यक्ति वा संस्था सम्झनुपर्छ।

(ग) **"उपभोक्ता वर्ग"** भन्नाले वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले आफ्नो ग्राहकले उपभोग गर्ने विद्युतको क्षमता वा प्रयोजन अनुसार गर्ने उपभोक्ताको वर्गीकरण सम्झनु पर्छ।

(घ) **"ऐन"** भन्नाले विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ लाई सम्झनुपर्छ।

(ङ) **"नियमावली"** भन्नाले विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ सम्झनु पर्छ।

(च) **"निर्देशिका"** भन्नाले यस निर्देशिकालाई सम्झनु पर्छ।

(छ) **"महसुल"** भन्नाले विद्युत सेवा उपभोग गरे बापत उपभोक्ताले वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिलाई बुझाउनु पर्ने विद्युत मूल्य, महसुल, शुल्क तथा अन्य दस्तुर सम्झनु पर्छ।

(ज) **"महसुल निर्धारण निवेदन"** भन्नाले यस निर्देशिकाको दफा ३ को उपदफा (१) बमोजिम वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले महसुल निर्धारण वा पुनरावलोकनको लागि आयोग समक्ष पेश गर्ने निवेदन सम्झनुपर्छ।

(झ) **"वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्ति"** भन्नाले प्रचलित कानून बमोजिम कार्य गर्ने व्यक्ति वा संस्था सम्झनुपर्छ।

परिच्छेद २

महसुल निर्धारण निवेदन कार्यविधि र कारवाही

३. महसुल निर्धारण निवेदन: (१) यस निर्देशिकाको अनुसुचि १ को ढाँचा बमोजिम वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले महसुल निर्धारण वा पुनरावलोकनको लागि महसुल निर्धारण निवेदन पेश गर्नु पर्नेछ।

(२) महसुल निर्धारण निवेदनका साथ संलग्न गर्नुपर्ने कागजातहरुको विवरण अनुसूची २ बमोजिम हुनेछ। आयोगले आवश्यकता अनुसार थप विवरण, तथ्याङ्क वा कागजात माग गर्न सक्नेछ ।

(३) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले महसुल निर्धारण निवेदन पेश गर्दा यस निर्देशिका बमोजिम आवश्यक पर्ने सम्पूर्ण विवरण, कागजात तथा जानकारीको सात प्रतिका साथै विद्युतीय प्रति (Soft Copy) आयोग समक्ष दाखिला गरे पश्चात मात्र रितपूर्वकको महसुल निर्धारण निवेदन पेश भएको मानिनेछ ।

(४) महसुल निर्धारण निवेदन प्राप्त भए पश्चात आयोगले महसुल निर्धारण निवेदनलाई बढीमा पन्ध्र दिन भित्र स्विकार गरी निवेदन नम्बर प्रदान गर्नेछ र महसुल निर्धारण निवेदनको लागि निवेदन नम्बर प्रदान गरिएको मितिलाई निवेदन पेश भएको मानिनेछ ।

(५) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले एक आर्थिक वर्षमा एक पटक मात्र महसुल निर्धारणको लागि आयोग समक्ष निवेदन पेश गर्नुपर्नेछ ।

(६) महसुल निर्धारण निवेदनका साथ् नियमावलीको नियम १७ बमोजिमको निवेदन शुल्क रु. पच्चीस हजार रुपैंया बुझाएको बैंक भौचर संलग्न गर्नुपर्नेछ ।

४. महसुल निर्धारण निवेदनमा कारवाहीः (१) महसुल निर्धारण निवेदन उपरको कारवाही तथा सार्वजनिक सुनुवाइ ऐन तथा नियमावलीले निर्दीष्ट गरे बमोजिम हुनेछ ।

(२) महसुल निर्धारण निवेदनमा प्रस्तावित महसुल सम्बन्धि जानकारी सहितको सूचना आयोगद्वारा महसुल निर्धारण निवेदन नम्बर प्रदान गरेको मितिबाट पन्ध्र दिन भित्र राष्ट्रिय दैनिक पत्रिकामा प्रकाशित गरिनेछ। यसरी प्रकाशित हुने सूचनामा महसुल निर्धारण निवेदन तथा आबश्यक विवरण राखिएको वेबसाईटको लिंक र महसुल निवेदन उपर सरोकारवालाहरुले राय, सुझाव र प्रतिक्रिया पेश गर्ने समय सिमा समेत उल्लेख गरिनेछ ।

(३) आयोगले महसुल निर्धारण निवेदनको कारवाही गर्दा कम्तिमा एक पटक सार्वजनिक सुनुवाई गर्नेछ। सार्वजनिक सुनुवाई हुने दिन भन्दा कम्तिमा पन्ध्र दिन अगाडि राष्ट्रिय दैनिक पत्रिकामा सुनुवाई गरिने स्थान, मिति र समय सम्बन्धि सूचना प्रकाशित गरिनेछ ।

(४) आयोगले महसुल निर्धारण निवेदन उपर सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन गर्दा महसुल निर्धारण निवेदनका विभिन्न पक्षहरु उपर छलफल गराउन सक्नेछ ।

परिच्छेद ३

महसुल निर्धारणका सिद्धान्त तथा आधार

५. निर्देशक सिद्धान्तः (१) आयोगले ऐन तथा नियमावलीको व्यवस्था तथा देहाय बमोजिमका निर्देशक सिद्धान्तको अधिनमा रही महसुल निर्धारण गर्नेछः

(क) उपभोक्ताको हक हित संरक्षण,

(ख) विद्युतको आपूर्ति तथा सेवामा गुणस्तर, नियमितता, पर्याप्तता एवं सुरक्षा को सुनिश्चितता,

(ग) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिको व्यवसायिकता तथा प्रभावकारितामा अभिबृद्धि,

(घ) प्रणाली सुधार तथा यस सम्बन्धमा हुने लगानीको लागि श्रोत परिचालनको आवश्यकता,

(ङ) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिको लगानीमा न्यायोचित प्रतिफल,

(च) नेपाल सरकारका नीति तथा कार्यक्रम ।

६. महसुल निर्धारणको आधारः (१) आयोगले देहायका आधारमा महसुल निर्धारण गर्नेछः

(क) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिको पछिल्लो दुई आर्थिक वर्षको लेखा परीक्षण प्रतिवेदन, चालु आर्थिक वर्ष तथा आगामी आर्थिक वर्षको प्रक्षेपित वित्तिय विवरण ।

तर वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिको पछिल्लो आर्थिक वर्षको लेखा परीक्षण प्रतिवेदन नभएमा वितरण अनुमतिप्राप्त व्यक्तिको व्यवस्थापनले प्रमाणिकरण गरेको वित्तिय विवरणलाई समेत मान्यता दिन सक्नेछ ।

(ख) विद्युत महसुल निर्धारण गर्नुपर्ने आर्थिक वर्षको वित्तिय विवरणमा आयोगले देहायको पूर्वानुमानहरु लगायत विभिन्न आम्दानी तथा खर्च शिर्षक समेत सम्मिलित वार्षिक रकमको आवश्यकता (Annual Revenue Requirement) को विस्तृत परिक्षण गर्नेछ र त्यसरी परिक्षण गर्दा उपदफा (१) को खण्ड (क) बमोजिमको वित्तिय विवरणसँग अन्तरसम्बन्धित हुने गरी परिक्षण गरिनेछ :

(१) उपभोक्ताको वर्ग अनुरुपको बिक्रिबाट प्राप्त हुने आम्दानी (क्षमता माग शुल्क (Capacity Demand Charge) तथा ऊर्जा उपभोग शुल्क (Energy Charge) सहित),

(२) अन्य श्रोतबाट प्राप्त हुने आम्दानी,

(३) लगानीबाट प्राप्त हुने वार्षिक प्रतिफल,

(४) विद्युतको श्रोत अनुसारको विद्युत खरिद परिणाम र लागत,

(५) विद्युत उत्पादन संयन्त्रको वार्षिक खर्च (कर्मचारी तथा ह्रासकट्टी खर्च बाहेक),

(६) विद्युत प्रसारण प्रणालीको वार्षिक खर्च (कर्मचारी तथा ह्रासकट्टी खर्च बाहेक),

(७) विद्युत वितरण प्रणालीको वार्षिक खर्च (कर्मचारी तथा ह्रासकट्टी खर्च बाहेक),

(८) ह्रासकट्टी दर तथा रकम,

(९) ब्याजको भुक्तानी रकम,

(१०) कर्मचारी खर्च,

(११) मुख्य/क्षेत्रिय कार्यालयबाट हुने वार्षिक खर्च,

(१२) अन्य खर्च रकमहरु,

(१३) अपेक्षित वार्षिक प्रतिफल रकम,

(२) महसुल निर्धारण गर्दा उपदफा (१) का अतिरिक्त आयोगले देहायको विषयलाई पनि आधार मान्न सक्नेछ :

(क) देशको आर्थिक सूचांकक र नेपाल सरकारले विद्युत विकासका सम्बन्धमा अपनाएको नीतिका साथै विगतमा भएका महसुल निर्धारण,

(ख) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले महसुलको अत्याधिक बृद्धिको निवेदनलाई सिमित गर्न वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिको आम्दानीलाई आगामी वर्षहरुमा समायोजन हुने गरी,

(ग) ग्राहस्थ उपभोक्ता तथा अन्य ग्राहक वर्गको महसुलको अत्याधिक बृद्धिलाई सिमित गर्न वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिलाई नेपाल सरकारबाट प्राप्त हुने अनुदान रकम र एक उपभोक्ता वर्गको निमित्त निर्धारण भएको महसुलबाट अर्को उपभोक्तामा सिर्जना हुन सक्ने अन्तर अनुदान रकमलाई मध्यनजर गरी,

(घ) कुनै आर्थिक वर्ष लाई निर्धारण गरिनुपर्ने विद्युत महसुल आर्थिक वर्ष शुरु भइसकेपछि निर्धारण भएमा र उक्त आर्थिक वर्षको पुरै बाह्र महिनाको लागि निर्धारित महसुल लागु हुन नसकेमा वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिलाई आवश्यक पर्ने वार्षिक रकमको आवश्यकता (Annual Revenue Requirement) को निमित्त अपुग हुन गएको रकमलाई नियामकीय सम्पति (Regulatory Assets) को रुपमा आगामी आर्थिक वर्ष को लागि महसुल निर्धारण गर्दा समायोजन हुने गरी,

(ङ) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले प्राप्त गरेको कुनै किसिमको नाफा/ वार्षिक प्रतिफल रकमबाट गरेको पुनर्लगानीबाट प्राप्त हुने प्रतिफललाई अनुसूची ४ को अन्य आम्दानी (Other Income) को शिर्षकबाट घटाई वार्षिक रकमको आवश्यकतामा समावेश नगर्ने गरी ।

७. नयाँ महसुल लागु हुने: (१) आयोगले यस निर्देशिका बमोजिम महसुल निर्धारण नगरेसम्म हाल कायम रहेको महसुललाई नै निरन्तरता दिइनेछ ।

(२) आयोगले यस निर्देशिका बमोजिम महसुल निर्धारण गरे पछि उक्त महसुल लागु हुने मिति समेत तोक्नेछ र उक्त मिति पश्चात वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले उपभोक्तालाई जारी गर्ने बिलको हकमा उक्त महसुल लागु हुनेछ ।

(३) आयोगले यस निर्देशिका बमोजिम महसुल दर निर्धारण वा परिवर्तन नगरेसम्म आयोगले निर्धारण गरेको पछिल्लो महसुल दर कायम हुनेछ ।

८. महसुल निर्धारणको सूचना: यस निर्देशिका बमोजिम आयोगले निर्धारण गरेको महसुल दर सर्वसाधारणको जानकारीको लागि राष्ट्रिय दैनिक पत्रिकामा प्रकाशित गर्नुपर्नेछ ।

अनुसूची १

महसुल निर्धारण वा पुनरावलोकनको लागि निवेदन

विद्युत नियमन आयोग,

............नेपाल

दाखिला नं. ....

विषय नं. ....

(कार्यालयबाट भर्ने)

उपरोक्त विषयमा मिति .... मा बसेको संचालक समिति/..................को निर्णय बमोजिम यस संस्थाका ग्राहकहरुबाट लिने महसुल निर्धारणका लागि आवश्यक विवरण तथा कागजात सहित यो निवेदन पेश गर्दछु ।

(क) निवेदकको पूरा नाम, थर, वतन :

(ख) निवेदन प्रयोजनको सारांश :

(महसुल निर्धारण निवेदनको तथ्य तथा तल उल्लेखित बिषयहरुमा संस्थाको हालको अवस्था, भबिष्यको योजना तथा रणनीतिहरु र विषयलाई समर्थन गर्ने आधारहरु छोटकरीमा उल्लेख गर्ने)

(१) उपभोक्ताको हक हित संरक्षण,

(२) विद्युतको आपूर्तिमा गुणस्तरको सुनिश्चितता,

(३) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिको व्यवसायिकता तथा प्रभावकारितामा अभिबृद्धि,

(४) प्रणाली सुधारको लागि भविष्यमा हुने लगानीको लागि श्रोत परिचालनको आवश्यकता,

(५) वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिको लगानीमा अपेक्षित प्रतिफल,

(६) प्रस्तावित विद्युत महसुल दर, साबिकको महसुल दर तथा परिवर्तनको प्रतिशतको तालिका,

(७) विद्युत महसुल दर परिवर्तनको यथोचित कारण

निवेदक

दस्तखतः ....

नामः ....

पदः ....

मिति : ....

अनुसूची २

महसुल निर्धारण निवेदनको साथ संलग्न गर्नुपर्ने कागजातहरु

(१) महसुल निर्धारण निवेदन शुल्क बुझाएको प्रमाण,

(२) अनुसूची ३ अनुसारको अख्तियारनामा,

(३) अनुसूची ४ अनुसारको महसुल निर्धारण सम्बन्धि विस्तृत विवरण,

(४) पछिल्लो दुई आर्थिक बर्षको लेखापरिक्षण/व्यवस्थापनबाट प्रमाणित प्रतिवेदन

(५) प्रक्षेपित वितिय विवरणका आधारहरु/मान्यताहरु,

(६) महसुल निर्धारण सँग उपयुक्त हुने अन्य कुनै जानकारी,

(७) वितरण अनुमतिपत्रको प्रतिलिपि

(८) चालु आर्थिक वर्ष र आगामी आर्थिक वर्षको अनुमानित बजेट बिवरण (विद्युत उत्पादन, प्रसारण र वितरण तर्फको आबश्यक पूँजीगत लगानी सहित)

अनुसूची ३

अख्तियारनामा

विद्युत नियमन आयोग,

…………………, **काठमाडौं ।**

अख्तियारनामा

यस संस्थाले पेश गरेको महसुल निर्धारण वा पुनरावलोकनको निवेदनका सन्दर्भमा यसपछि यस संस्थाको तर्फबाट उपरोक्त विषयमा बहस, पैरवी र उपस्थित हुन ………………………… लाई मनोनित, नियुक्त र अख्तियारनामा प्रदान गर्दछु/छौं ।

निवेदक

दस्तखतः ………………

नामः …………………

पदः ……………………

मिति : ………………

म/हामी अख्तियारी स्विकार गर्दछौं ।

दस्तखतः ………………

नामः …………………

पदः ……………………

मिति : ………………

पत्रचारको ठेगाना :

Annex 4: Tariff filing format

Main Sheet : Summary of Annual Revenue Requirement

A. INCOME

S. N.	Particular	FY 075 /76 (Audited/Provisional)	FY 76 /77 (Forecast)	Remarks
	Total	-	-	

B. YEARLY EXPENDITURE

S. N.		FY 075 /76 (Audited/Provisional)	FY 76 /77 (Forecast)	Remarks
	Total	-	-	

C. ANNUAL REVENUE REQUIREMENT

S. N.	Particular	FY 075 /76 (Audited/Provisional)	FY 76 /77 (Forecast)	Remarks
	Annual Revenue Requirement	-	-	

Tariff filing format

Form CTF 1: Consumer category wise sales

S. N.	Consumer Category Code	Consumer Category Name	FY 074 /75 (Audited)	FY 075 /76 (Audited/Provisional)	FY 76 /77 (Forecast)	Logic for FY 076 /77 Forecast	Remarks
	<<Licensees to include adequate rows to cover all consumer categories>>						
	Total			-	-		

Tariff filing format

Form CTF 2: Yearly Return/ Dividend from investment

S. N.	Consumer Category Code	Consumer Category Name	FY 074 /75 (Audited)	FY 075 /76 (Audited/Provisional)	FY 76 /77 (Forecast)	Logic for FY 076 /77 Forecast	Remarks
	<<Licensees to include adequate rows to cover all consumer categories>>						
	Total			-	-		

Tariff filing format

Form CTF 3: Yearly Other Income

S. N.	Particulars	Type of income	FY 074 /75 (Audited)	FY 075 / 76 (Audited/ Provisional)	FY 76 /77 (Forecast)	Logic for FY 076 /77 Forecast	Remarks
	<<Licensees to include all the sources of other income>>						
	Total Income						
	Less, Interest/ dividend earned from the investment made out of previous years' Return on Equity/Profit						
	Total			-	-		

Tariff filing format

Form CTF 4: Power Purchase Quantum and Cost

S. N.	Power purchase source	Type of plant	Capacity [MW]	FY 074 /75		FY 075 /76 (Audited/Provisional)		FY 076 /77 (Projected)		Logic for FY 076 /77 Projection	Remarks
				Purchased Kwh (Units)	Amount	Purchased Kwh (Units)	Amount	Kwh (Units)	Amount		
	<<Licensees to include adequate rows to cover all sources>>										
	Total			-	-	-	-	-	-		

Tariff filing format

Form CTF 5: Yearly Expenditure for operating own plants (Except Employee cost and Depreciation)

	Particulars	Type of plant	Capacity [MW]	FY 074/75 (Audited)		FY 075/76 (Audited/Provisional)		FY 076/77 (Projected)		Logic for FY 076/77 Projection	Remarks
				Kwh (Units)	Expenses	Kwh (Units)	Expenses	Kwh (Units)	Expenses		
	<<Licensees to include all the plants and its yearly expenditure>>										
	Total			-	-	-	-	-	-		

Tariff filing format

Form CTF 6: Yearly Expenditure of Transmission line /network (Except Depreciation and Employee Expenses)

S. N.	Particulars	Capacity [KVA]	FY 074/75 (Audited)	FY 075/76 (Audited/Provisional)	FY 076/77 (Projected)	Logic for FY 076/77 Projection	Remarks
	<<Licensees to include all the transmission line/network and its yearly expenditure>>						
	Total		-	-	-		

Tariff filing format

Form CTF 7: Yearly Expenditure of Distribution line /network (Except Depreciation and Employee Expenses)

S. N.	Particulars	FY 074/75 (Audited)	FY 075/76 (Audited/Provisional)	FY 076/77 (Projected)	Logic for FY 076/77 Projection	Remarks
		-				
	<<Licensees to include all the distribution line/ network and its yearly expenditure>>					
	Total	-	-	-		

Tariff filing format

Form CFT 8: Depreciation

FY 075 / 76 (Audited)					FY 075 / 76 (Audited/ Provisional)				FY 076 / 77 (Forecast)				Logic for FY 076 / 77 Projection	Remarks
Particulars	Opening GFA	Net Addition/(Disposal)	Annual Depreciation [%]	Annual Depreciation [NPR Million]	Opening GFA	Net Addition/(Disposal)	Annual Depreciation [%]	Annual Depreciation [NPR Million]	Opening GFA	Net Addition/(Disposal)	Annual Depreciation [%]	Annual Depreciation [NPR Million]		
Generation		0												
Land														
Building and Structures														
Plant and Machinery														
Vehicles			<<Licensees can use their own categories for line items, if required>>				<<Licensees can use their own categories for line items, if required>>							
Furniture														
Office equipment														
Other assets														
Total														
Assets created out of consumer contribution and grants in the above list														
Transmission														
Land														
Building and Structures														
Plant and Machinery														
Vehicles														
Furniture														
Office equipment														
Other assets														
Total														
Assets created out of consumer contribution and grants in the above list														
Distribution														
Land														
Building and Structures														
Plant and Machinery														
Vehicles														
Furniture														
Office equipment														
Other assets														
Total														
Assets created out of consumer contribution and grants in the above list														
Total				-				-				-		

Tariff filing format

Form CTF 9: Loan and Interest Payment

A. Long Term Loans

S.N.	Loan name (Provide a unique identifiable name)	Lender	Purpose of loan	Business function that is the beneficiary of loan	Tenure (years)	Loan currency	Total loan amount in Loan currency	Interest rate [%]	Repayment period [Years]	Moratorium [Years]	Date /year of first loan disbursement	Annual interest [%]	FY 074/75 (Audited) [NPR Million]			FY 075/76 (Audited/Provisional) [NPR Million]			Forecast for FY 76/77 [NPR Million]			
													Outstanding loan amount as on beginning of FY	Annual interest	Repayment for FY	Outstanding loan amount as on beginning of FY	Annual interest	Repayment for FY	Outstanding loan amount as on beginning of FY	Annual interest	Repayment for FY	Closing loan amount as on end of FY
	<<Licensees to add additional rows if required>>																					
	Total						-						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

B. Short Term Loans

S.N.	Loan name (Provide a unique identifiable name)	Lender	Purpose of loan	Business function that is the beneficiary of loan	Tenure (years)	Loan currency	Total loan amount in Loan currency	Interest rate [%]	Repayment period [Years]	Moratorium [Years]	Date/year of first loan disbursement	Annual interest [%]	FY 075/77 (Audited/Provisional) [NPR			FY 075/77 (Audited/Provisional) [NPR			Forecast for FY 76/77 [NPR Million]			
													Outstanding loan amount as on beginning of FY	Annual interest	Repayment for FY	Outstanding loan amount as on beginning of FY	Annual interest	Repayment for FY	Outstanding loan amount as on beginning of FY	Annual interest	Repayment for FY	Closing loan amount as on end of FY
	<<Licensees to add additional rows if required>>																					
	Total						-						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	न्वबलम त्पतबो ९ब्ब०						(						(	(	(	(	(	(	(	(	(	(

Tariff filing format

Form CTF 10: Employee Expenses

Sl No	Particulars	Unit	FY 074/75 (Audited)	FY 075/76 (Audited /Provisional)	FY 076/77 (Projected)	Logic for FY 076 /77 Projection	Remarks
	Number of employees						
	Generation	No.					
	Transmission	No.					
	Distribution	No.					
	Mixed Responsibilities	No.					
	Total	No.					
	Employee Costs (exclusive of terminal benefits and contribution to pension funds)						
	Generation	NPR Million					
	Transmission	NPR Million					
	Distribution	NPR Million					
	Mixed Responsibilities	NPR Million					
	Total	NPR Million					
	Employee cost -Terminal Benefit						
	Generation	NPR Million					
	Transmission	NPR Million					
	Distribution	NPR Million					
	Mixed Responsibilities	NPR Million					
	Total	NPR Million					
	Employee cost - Contribution to pension fund						
	Generation	NPR Million					
	Transmission	NPR Million					
	Distribution	NPR Million					
	Mixed Responsibilities	NPR Million					
	Total	NPR Million					

Tariff filing format

Form CTF 11: Corporate Office related Expenditure

S. N.	Particulars	FY 074/75 (Audited)	FY 075/76 (Audited/Provisional)	FY 076/77 (Projected)	Logic for FY 076/77 Projection	Remarks
		-				
	<<Licensees to include all the expenditure of Corporate Office>>					
	Total	-	-	-		

Tariff filing format

Form CTF 12: Equity

Particulars	Unit	FY 074 /75 (Audited)	FY 075 /76 (Audited/Provisional)	FY 76 /77 (Forecast)	Logic for FY 76 /77 Forecast
Share capital					
Reserves	NPR Mn	0			
Accumulated profit/(loss)	NPR Mn				
Total equity *	NPR Mn				

** अनुमति प्राप्त व्यक्तिले विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्त सम्बन्धि विनियमावली, २०७६ को विनियम २० को पालना गर्नुपर्नेछ।*

Tariff filing format

Form CTF 13: Capital expenditure and capitalization

Particulars of CAPEX scheme	Description	Funding Pattern [%]			Capital Expenditure [NPR Million]			Asset Capitalization [NPR Million]		
		Equity	Grant	Loan	FY 074/75 (Audited)	FY 075/76 (Audited/Provisional)	FY 076/77 (Forecast)	FY 074/75 (Audited)	FY 075/76 (Audited/Provisional)	FY 076/77 (Forecast)
<<Illustrative List. Licensee to replace with actuals>>										

Tariff filing format

Form CTF 14: Consumer category wise revenue

S. N.	Consumer Category Code	Consumer Category Name	Amp./ Voltage Level	FY 074/75 (Audited in NPR Million)					FY 075/76 (Audited/Provisional in NPR Million)					FY 076 /77 (Forecast in NPR Million)				
				Demand Charge	Energy Charge	Total Charges	Billing Efficiency % (units billed/units supplied)	Collection Efficiency % (amount realised/amount billed)	Demand Charge	Energy Charge	Total Charges	Billing Efficiency % (units billed/units supplied)	Collection Efficiency % (amount realised/amount billed)	Demand Charge	Energy Charge	Total Charges	Billing Efficiency % (units billed/units supplied)	Collection Efficiency % (amount realised/amount billed)
	<<Licensees to include adequate rows to cover all consumer categories and voltages>>																	
	Total																	

Tariff filing format

Form CTF 15: Source and Usage of Energy

S. N.	Particulars	Unit	FY 074 / 75 (Audited)	FY 075 / 76 (Audited/ Provisional)	FY 076 / 77 (Forecast)	FY 077 / 78 (Forecast)	FY 078 / 79 (Forecast)	Remarks
1	Self Generation	0						
2	Power procured	MU						
3	Power imported	MU						
4	Total available power	MU						
5	Transmission Loss	%						
6	Sales at Transmission, if any (Export or dedicated lines)	MU						
7	Energy at Transmission-Distribution Periphery	MU						
8	Distribution Loss	%						
9	Sales	MU						

Tariff filing format

Form CTF 16: Existing and proposed tariff

S.N.	Consumer Category Code	Consumer Category Name	Amp./ Voltage Level [KV]	Existing Tariff				Proposed tariff for FY 76 / 77			
				Energy Charges [NPR/kWh]	Demand Charges [NPR/KVA/ Month]	Fixed Charges [NPR/Month]	Details of Time of Day tariff, if applicable	Energy Charges [NPR/kWh]	Demand Charges [NPR/KVA/ Month]	Fixed Charges [NPR/Month]	Details of Time of Day tariff, if applicable
	include adequate rows to cover all consumer categories and										
	<<Li censees can propose additional categories, if they wish to>>										

अनुसूची ३.३: विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६

विद्युत नियमन आयोगको २०७६/११/०१ गते बसेको ४१औं बैठकबाट स्वीकृत

विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६

प्रस्तावना: आयोगले गर्ने सार्वजनिक सुनुवाईको कार्यलाई सरल, व्यवस्थित र एकरुपता कायम गर्न, सरोकारवालाहरुले जानकारी पाउने हक तथा स्वच्छ, निष्पक्ष सुनुवाईको अधिकारलाई सुनिश्चितता प्रदान गर्न विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा २१ तथा विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ को नियम १९ अनुसार सार्वजनिक सुनुवाई गर्ने प्रयोजनका लागि विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा ४३ ले दिएको अधिकार प्रयोग गरी आयोगले यो निर्देशिका जारी गरेको छ।

परिच्छेद-१

प्रारम्भिक

१. **नाम र प्रारम्भ :** (१) यो निर्देशिकाको नाम "विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६" रहेको छ ।

(२) यो निर्देशिका आयोगले स्वीकृत गरेको मिति देखि प्रारम्भ हुनेछ ।

(३) निर्देशिकाको प्रयोग र पालना : यो निर्देशिकाको प्रयोग र पालना गर्ने दायित्व आयोग र आयोगबाट प्रत्यायोजित अधिकार प्रयोग गर्ने आयोगका पदाधिकारी, समिति, उप-समिति, सचिव, आयोगमा कार्यरत अधिकारी तथा कर्मचारी र सरोकारवाला सबैको हुनेछ।

२. **परिभाषा :** विषय वा प्रसङ्गले अर्को अर्थ नलागेमा यस निर्देशिकामा :

(क) "अधिकारी" भन्नाले सार्वजनिक सुनुवाईको कार्यमा आयोगका तर्फबाट संलग्न हुने व्यक्तिलाई सम्झनु पर्छ ।

(ख) "अध्यक्ष" भन्नाले आयोगको अध्यक्ष सम्झनु पर्छ।

(ग) "आयोग" भन्नाले ऐन बमोजिमको विद्युत नियमन आयोग सम्झनु पर्छ ।

(घ) "ऐन" भन्नाले विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ सम्झनु पर्छ।

(ङ) "निर्देशिका" भन्नाले यस विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६ सम्झनु पर्छ।

(च) "नियमावली" भन्नाले विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ सम्झनु पर्छ।

(छ) "पदाधिकारी" भन्नाले आयोगको अध्यक्ष र सदस्यहरु सम्झनु पर्छ।

(ज) "सचिव" भन्नाले आयोगको सचिव सम्झनु पर्छ।

(झ) "सदस्य" भन्नाले ऐनको दफा २ खण्ड (ञ) बमोजिमको आयोगका सदस्य सम्झनु पर्छ।

(ञ) "समिति" भन्नाले आयोगले सार्वजनिक सुनवाई सञ्चालन गर्न गठन गरेको समिति सम्झनु पर्छ।

(ट) "सरोकारवाला" भन्नाले विद्युत उपभोग गर्ने उपभोक्ता, सर्वसाधारण व्यक्ति, संघिय, प्रदेश तथा स्थानीय तहका प्रतिनिधि, विषय विज्ञ, स्थानीय प्रशासन, राजनितिक दलका प्रतिनिधि, नागरिक समाज, सम्बन्धित

क्षेत्रका बुद्धिजिवी, अनुमति प्राप्त संस्थाका प्रतिनिधि, आयोजना प्रभावित क्षेत्रका बासिन्दा, उपभोक्ता हित संरक्षण सम्बन्धी संस्थाका प्रतिनिधि, अधिकारकर्मी, सञ्चारकर्मी समेतलाई सम्झनु पर्छ ।

(ठ) "सार्वजनिक सुनुवाई" भन्नाले विद्युत महसुल निर्धारण, विद्युत खरिद दर निर्धारण, प्रसारण शुल्क निर्धारण, विद्युत व्यापारसँग सम्बन्धित विषयमा तथा आयोगले आफ्नो काम कारबाहीसँग सम्बन्धित विषयमा निर्णय गर्नु पूर्व वा आयोगले उपयुक्त ठानेका अन्य विषयमा सरोकारवाला बीच छलफल गरी गरिने सुनुवाईलाई सम्झनु पर्छ ।

परिच्छेद-२

सार्वजनिक सुनुवाईको विषय र विधि

३. सार्वजनिक सुनुवाई गर्ने विषय : (१) आयोगको क्षेत्राधिकार भित्र पर्ने देहायको विषयमा आयोगले यस निर्देशिका बमोजिम सार्वजनिक सुनुवाई गर्न सक्नेछ :

(क) विद्युत महसुल निर्धारण गर्न,

(ख) विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण गर्न,

तर, आयोग गठन पूर्व प्रचलनमा रहेको विद्युत खरिद दरलाई नै कायम राखि "विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्त सम्बन्धी विनियमावली,२०७६" को विनियम ८ को उपविनियम (२) र उपविनियम (३) अनुसारको विद्युत खरिद बिक्री दर कायम रहेसम्म सार्वजनिक सुनुवाई आवश्यक पर्ने छैन ।

(ग) प्रसारण तथा वितरण दस्तुर (व्हीलिंग चार्ज) निर्धारण गर्न,

(घ) अतिरिक्त महसुल (सरचार्ज) निर्धारण गर्न,

(ङ) विद्युत व्यापारसँग सम्बन्धित बिषय,

(च) आयोगले आफ्नो काम कारबाहीसँग सम्बन्धित उपयुक्त ठानेका अन्य विषय ।

(२) उपदफा (१) मा जुनसुकै कुरा लेखिएको भए तापनि देहायका विषयमा सार्वजनिक सुनुवाई गरिने छैन ।

(क) अदालतमा विचाराधिन मुद्दाको विषय,

(ख) कानून बमोजिम गोपनियता कायम राख्नुपर्ने विषय,

(ग) कुनै व्यक्तिको इज्जत, आत्मसम्मान, गोपनियता वा सुरक्षामा प्रतिकूल असर पर्ने गरी नेपालको प्रचलित कानूनसँग बाझिएको विषय,

(घ) शान्ति र सु-व्यवस्थामा खलल पर्ने वा अनुसन्धान एवं छानविन प्रकृयालाई प्रतिकूल असर पर्ने विषय,

(ङ) आयोगले उपयुक्त ठानेका अन्य विषय ।

४. सार्वजनिक सुनुवाई सम्बन्धी विधि : (१) आयोगले सार्वजनिक सुनुवाई गर्दा देहाय बमोजिमको विधिको अवलम्बन गर्नेछ :

(क) सार्वजनिक सुनुवाई गर्ने विषयमा मात्र सुनुवाई केन्द्रित हुनुपर्ने,

(ख) खुला, स्वतन्त्र र व्यवस्थित रुपमा ईच्छुक सहभागीले सुनुवाईमा सरिक हुन पाउने,

(ग) सहभागीलाई तथ्यगत आधार सहित यथार्थ तथ्य प्रस्तुतिका लागि प्रोत्साहन गर्ने ।

(२) उपदफा (१) मा जुनसुकै कुरा उल्लेख भए तापनि सार्वजनिक सुनुवाईको उद्देश्यको प्रकृति, संवेदनशिलता र औचित्यतालाई विचार गरी आयोगले उपयुक्त ठहर्‍याएका व्यक्ति मात्र सहभागी हुन पाउने गरी सार्वजनिक सुनुवाई गर्नमा बाधा पर्ने छैन ।

(३) उपदफा (१) मा जुनसुकै कुरा लेखिएको भए तापनि विशेष परिस्थितिमा टेली कन्फरेंसिङ्ग, मोबाईल फोनको प्रयोग जस्ता आधुनिक प्रविधिको उपयोग गरी आयोगले उपयुक्त ठानेको स्थान र समयमा सार्वजनिक सुनुवाई गर्न सक्नेछ।

५.सार्वजनिक सुनुवाईमा सहभागीले पालना गर्नुपर्ने नियम : (१) सार्वजनिक सुनुवाईमा सहभागीले देहाय बमोजिमको नियमको पालना गर्नु पर्नेछ :

(क) नेपालको सार्वभौमसत्ता, अखण्डता, सामाजिक सद्भाव, लैंगिक विभेद, कुनै खास वर्ग वा समुदायको आपसी सम्बन्धमा खलल पर्ने वा जातीय विद्वेष ल्याउने किसिमले प्रस्तुतीकरण गर्न पाईने छैन।

(ख) नेपालको राजनैतिक प्रणाली वा राजनैतिक संयन्त्र वा सुनुवाईका सञ्चालक वा कुनै पनि राजनितिक तह वा निकायका विरुद्ध प्रस्तुतीकरण गर्न पाईने छैन।

(ग) अदालतमा विचाराधिन विषयमा प्रस्तुतीकरण गर्न पाईने छैन।

(घ) अनुमानको आधारमा विषय छनौट र प्रस्तुतीकरण गर्न पाईने छैन। सम्बन्धित विषय र तथ्यमा केन्द्रित रहेर आफूले देखे, सुने वा थाहा पाएको व्यहोरा तथ्य र प्रमाण सहित राख्नु पर्नेछ।

(ङ) शिष्ट र मर्यादित भाषाको प्रयोग गर्नु पर्नेछ। कसैले पनि एक-अर्का प्रति आरोप प्रत्यारोप, सवाल-जवाफ वा अर्काको आत्मसम्मानमा ठेस लाग्ने कार्य गर्न पाउने छैन।

(च) एउटा सहभागीको भनाई पूरा भए पछि मात्र प्रतिउत्तर दिने वा अर्को वक्तालाई पालो दिनु पर्नेछ।

(छ) निर्धारित पालो र समय सीमाको अधिनमा रहेर आफ्नो विचार राख्नु पर्नेछ।

(ज) सुनुवाईलाई व्यवस्थित रुपमा सञ्चालन गर्न सबैले सहयोग गर्नु पर्नेछ।

(झ) आयोगबाट निर्धारण गरिएका आचरण र नियमहरुको पालना सबैले गर्नु पर्नेछ।

(२) तोकिएको नियम पालना नगर्ने व्यक्तिलाई आयोगबाट सार्वजनिक सुनुवाईको लागि खटिएको टोलीले सो कार्य नगर्न वा कार्यक्रम स्थलबाट बाहिर जान अनुरोध गर्न सक्नेछ।

(३) आयोगबाट सार्वजनिक सुनुवाईको लागि खटिएको टोलीको अनुरोधलाई वेवास्ता गरी अनुसूची-१ बमोजिमको आचार संहिता पालना नगर्ने जो कोहीलाई सुरक्षाकर्मीको सहयोगमा सुनुवाई कार्यक्रम स्थलबाट बाहिर पठाउन सकिनेछ वा नियम बमोजिमको कारवाही गर्न सम्बन्धित निकायमा पठाउन सकिनेछ।

६. सार्वजनिक सुनुवाईमा सहभागिताको लागि सूचना गर्ने : (१) सुनुवाई हुने विषयवस्तु, कार्यक्रम स्थल, मिति र समय उल्लेख गरी सरोकारवाला पक्षको जानकारीको लागि सुनुवाई हुनुभन्दा १५ दिन अगावै राष्ट्रिय स्तरको दैनिक पत्रिकामा सूचना प्रकाशन गरिनेछ।

(२) उपदफा (१) बमोजिमको सूचनामा सरोकारवाला तथा सर्वसाधारणलाई सुनुवाईमा सहभागी हुन आह्वान गरिनेछ।

(३) उपदफा (१) बमोजिमको सूचनामा निम्न विषयहरु समावेश हुनेछन् :

<u>(क) विद्युत महसुल निर्धारणका लागि</u>

१.सार्वजनिक सुनुवाईमा उपस्थित हुने ग्राहस्थ उपभोक्ता, उद्योग व्यवसायी, सर्वसाधारण उपभोक्ताका प्रतिनिधिमूलक संस्था, सम्बन्धित स्थानीय तह र संचार माध्यम आदिको उपस्थितिको लागि आह्वान गर्ने,

२.सार्वजनिक सुनुवाईमा आयोगको तर्फबाट उपस्थित हुने पदाधिकारी तथा अधिकारीको नाम र सम्पर्कको तरिका,

३.सार्वजनिक सुनुवाईमा उपस्थित हुनुपर्ने विद्युत उत्पादन अनुमति प्राप्त व्यक्ति, वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्ति, प्रसारक संस्था, विद्युत खरिद तथा बिक्रीकर्ता र सो को लागि अनुमति प्राप्त व्यक्तिको प्रतिनिधिको नाम र सम्पर्क,
४.सार्वजनिक सुनुवाई गरिने विषय र क्षेत्र,
५.सार्वजनिक सुनुवाईमा भाग लिने, वार्ता गर्न चाहने वा प्रश्नोत्तरमा सहभागी हुने व्यक्तिले पालना गर्नु पर्ने आचार संहिता सम्बन्धी कुराहरु,
६. महसुल निर्धारणमा लिईने आधार सम्बन्धी विषयहरु,
७. अनुमति प्राप्त व्यक्ति वा संस्थाको नाम,
८. सार्वजनिक सुनुवाई गरिने क्षेत्रमा रहेका ग्राहक संख्या, खपत हुने विद्युत युनिट,
९. विद्युत प्रसारण लाईन र विद्युत जडान सम्बन्धी आवश्यक विवरण ।

(ख) विद्युत खरिद दर निर्धारण, प्रसारण शुल्क निर्धारण तथा विद्युत व्यापारसँग सम्बन्धित विषयका लागि

१. सार्वजनिक सुनुवाईमा उपस्थित हुने ग्राहस्थ उपभोक्ता, उद्योग व्यवसायी, सर्वसाधारण उपभोक्ताका प्रतिनिधिमूलक संस्था, सम्बन्धित स्थानीय तह र संचार माध्यम आदिको उपस्थितिको लागि आह्वान गर्ने,
२. सार्वजनिक सुनुवाईमा आयोगको तर्फबाट उपस्थित हुने पदाधिकारी र प्रतिनिधिको नाम र सम्पर्कको तरिका,
३. सार्वजनिक सुनुवाईमा उपस्थित हुनुपर्ने विद्युत उत्पादक संस्था, वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्ति, प्रसारक संस्था, विद्युत खरिद र बिक्रीकर्ता र सो को लागि अनुमति प्राप्त व्यक्तिको प्रतिनिधिको नाम र सम्पर्कको तरिका,
४. सार्वजनिक सुनुवाई गरिने विषय र क्षेत्र,
५. सार्वजनिक सुनुवाईमा भाग लिने, वार्ता गर्न चाहने वा प्रश्नोत्तरमा सहभागी हुने व्यक्तिले पालना गर्नु पर्ने आचार संहिता सम्बन्धी कुराहरु,
६. सम्बन्धित दर निर्धारणमा लिईने आधार र मापदण्ड सम्बन्धी विषयहरु,
७. अनुमति प्राप्त व्यक्तिको नाम ।

(४) उपदफा (१) र (३) बमोजिम जारी गरिने सूचनाको संप्रेषणको माध्यम आयोगले निर्धारण गरे बमोजिम हुनेछ ।

(५) यस निर्देशिका बमोजिम गरिने सार्वजनिक सुनुवाईमा असम्बन्धित व्यक्तिको सहभागितालाई आयोगले रोक लगाउन सक्नेछ ।

परिच्छेद-३

सार्वजनिक सुनुवाईको प्रकृया र व्यवस्थापन

७. सुनुवाईमा संलग्न हुनुपर्ने : आयोगले सार्वजनिक सुनुवाई गर्दा आयोगको अध्यक्ष वा सदस्य मध्ये कम्तिमा १ जना अनिवार्य उपस्थित हुनु पर्नेछ ।

८. सार्वजनिक सुनुवाई गर्नु पूर्वको तयारी : (१) सार्वजनिक सुनुवाई गर्नु पूर्व, आयोगले सुनुवाईको कार्य योजना तयार गर्नेछ ।

(२) उपदफा (१) बमोजिम तयार गरिने कार्य योजनामा निम्न विषयहरु समावेश गर्नु पर्नेछ :

(क) सार्वजनिक सुनुवाईमा केन्द्रित हुनुपर्ने विषयवस्तु निर्धारण,
(ख) सुनुवाई स्थलको चयन र व्यवस्थापन,
(ग) सहभागीको निर्धारण,
(घ) सुरक्षा व्यवस्था,
(ङ) खानेपानी र प्राथमिक उपचारको व्यवस्था,
(च) आयोगले उपयुक्त ठानेका अन्य विषय ।

९. सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन प्रकृया : सार्वजनिक सुनुवाईको सञ्चालन देहाय बमोजिम गरिनेछ :

(क) सुनुवाई शुरु हुनु अगाडी सुनुवाई हुने विषय सहितको कार्यसूची वितरण गरिनेछ ।
(ख) सुनुवाईको सञ्चालन आयोगले खटाएको समितिको एक सदस्यले वा अरु कुनै तोकिएका व्यक्तिबाट गराउन सकिने छ ।
(ग) सुनुवाईको अध्यक्षता कार्यक्रममा उपस्थित आयोगका पदाधिकारीले गर्नु पर्नेछ ।
(घ) सहभागीले पालना गर्नुपर्ने आचरण, नियम र समयको बारेमा कार्यक्रम सञ्चालकले जानकारी गराउनु पर्नेछ।
(ङ) सुनुवाई प्रारम्भ गर्नु भन्दा पहिले कार्यक्रमको उद्देश्यका बारेमा जानकारी गराईनेछ ।
(च) सुनुवाईमा बोल्न चाहने वक्ताले कार्यक्रम सञ्चालकलाई अग्रिम रुपमा नाम टिपाउनु पर्नेछ ।
(छ) सुनुवाईमा उठेका प्रश्नहरुको जवाफ अनुमति प्राप्त व्यक्तिका प्रतिनिधिले दिनु पर्नेछ र जवाफ तुरुन्तै दिन नसक्ने वा नमिल्ने अवस्था भएमा सुनुवाईमा उठेका प्रश्नहरुको जवाफ लिखित रुपमा ५ दिन भित्र आयोगलाई उपलब्ध गराउनु पर्नेछ ।
(ज) सुनुवाईमा उठाइएको विषय र सो को सम्बोधनको लागि दिएका प्रतिउत्तर टिपोट गराई आयोगबाट उपस्थित अधिकारीले प्रमाणित गर्नेछ ।
(झ) सुनुवाईको श्रव्य/दृश्य अभिलेखिकरण गर्नु पर्नेछ ।
(ञ) सुनुवाईको अन्त्यमा कार्यक्रमको अध्यक्षबाट सुनुवाईमा उठेको विषय वस्तु उपर संक्षिप्त सम्बोधन गरिनेछ । तर यसरी सम्बोधन गर्दा आयोगबाट निर्क्योल हुनुपर्ने विषयमा धारणा व्यक्त गरिने छैन ।

१०. प्रतिवेदन पेश गर्नुपर्ने : (१) सार्वजनिक सुनुवाई गर्न आयोगबाट खटिएको समितिले सार्वजनिक सुनुवाई समाप्त भएको मितिले बढिमा ५ दिन भित्र देहायका विषयहरु खुलाई अनुसूची-२ बमोजिमको ढाँचामा आयोग समक्ष प्रतिवेदन पेश गर्नु पर्नेछ :

(क) सार्वजनिक सुनुवाईको विषय,
(ख) सहभागी वक्ताहरुको नाम, ठेगाना र निजहरुले व्यक्त गरेको व्यहोराको सारांश,
(ग) सुनुवाईमा वक्ताहरुले सोधेका प्रश्न वा जिज्ञासा,
(घ) सुनुवाईमा सहभागीहरुको विचारको विश्लेषण,

(२) आयोगबाट सुनुवाईको लागि खटिएको समितिले उपदफा (१) बमोजिम प्रतिवेदन साथ सार्वजनिक सुनुवाईमा अभिलेखिकरण वा लिपिवद्ध गरेका श्रव्य/दृश्य सामाग्री लगायतका सम्बद्ध कागजातका सक्कल प्रति आयोग समक्ष पेश गर्नु पर्नेछ ।

११. सार्वजनिक सुनुवाई सम्बन्धी सामाग्रीको प्रसारण तथा प्रकाशनः (१) आयोगबाट सुनुवाईको लागि खटिएको समितिले अभिलेखिकरण गरेको सुनुवाईको श्रव्य/दृश्य सामाग्री वा प्रतिवेदनलाई कुनै सञ्चार माध्यमबाट प्रसारण तथा प्रकाशन गराउन आवश्यक देखेमा आयोगले त्यस्तो सामाग्रीको प्रसारण तथा प्रकाशन गराउन सक्नेछ ।

(२) उपदफा (१) बमोजिम सुनुवाईको श्रव्य/दृश्य सामाग्री सञ्चार माध्यमलाई उपलब्ध गराउने स्वीकृती दिँदा आयोगले वक्ताहरुको मनसाय, सुरक्षा र गोपनियता एवं त्यस्ता सामाग्रीको प्रसारण तथा प्रकाशनले पार्ने प्रभावलाई समेत विचार पुऱ्याउनु पर्नेछ ।

(३) सुनुवाईको प्रत्यक्ष प्रसारण गराउन आवश्यक देखेमा आयोगले सुनुवाई पूर्व प्रत्यक्ष प्रसारण गर्ने सञ्चार माध्यम तोकी अनुमति दिन सक्नेछ ।

परिच्छेद-४

विविध

१२. दोभाषेको सहयोग : सार्वजनिक सुनुवाईमा सहभागी हुने व्यक्तिले नेपाली भाषामा आफ्नो विचार राख्न नसक्ने भएमा समितिले निजको भाषा बुझ्ने अनुवाद गर्न सक्ने दोभाषे व्यक्तिको सहयोग लिन सक्नेछ ।

१३. व्याख्या गर्ने तथा बाधा अड्काऊ फुकाउने अधिकार : यस निर्देशिका कार्यान्वयन गर्न कुनै बाधा अड्काऊ आई परेमा आयोगलाई त्यस्तो बाधा अड्काऊ फुकाउने अधिकार हुनेछ।

१४. प्रचलित कानून बमोजिम हुने : सार्वजनिक सुनुवाई गर्ने सम्बन्धमा यस निर्देशिकामा उल्लेख भए बाहेक अन्य व्यवस्थाहरु प्रचलित कानून बमोजिम हुनेछ।

अनुसूची (१)

(दफा ५ को उपदफा (३) सँग सम्बन्धित)

सार्वजनिक सुनुवाईको आचार संहिता

(१) सहभागीले सभ्य, सरल, मर्यादित र शिष्ट भाषाको प्रयोग गर्नु पर्नेछ ।

(२) सहभागीले बोल्दा पालै पालो र एउटा व्यक्तिले एक पटक मात्र बोल्नु पर्नेछ । प्रश्न कसका लागि हो खुलाउनु पर्नेछ ।

(३) सहभागीले बोल्नको लागि अनुमति लिनु पर्नेछ ।

(४) सहभागीले प्रश्न वा सुझाव के राख्ने हो पहिले स्पष्ट हुनु पर्नेछ ।

(५) संचालकले बोल्ने संकेत गरे पछि मात्र निर्धारित समय सीमा भित्र रहि आफ्नो परिचय दिए पश्चात प्रश्न, जिज्ञासा वा सुझाव राख्नु पर्नेछ ।

(६) सहभागीले आफ्नो भनाई विषय केन्द्रित भई राख्नु पर्दछ । अनावश्यक, अनुपयुक्त, असान्र्दभिक वा अप्रासंगिक भनाई राख्नु हुदैन ।

(७) विषयसँग सम्बन्धित यथार्थ, वास्तविक र पुष्टि हुने कुराहरु सप्रमाण मात्रै राख्नु पर्नेछ ।

(८) हरेक सहभागीले कार्यक्रममा व्यक्त भनाईहरु र एक अर्काको विचारको सम्मान गर्नु पर्नेछ ।

(९) सहभागीले पहिला उठाई सकेको विषय वस्तुलाई पुनरावृत्ति गर्न जरुरी हुने छैन । त्यस्ता विषयवस्तुमा थप वा अन्य मत राख्नको लागि संचालकको अनुमति लिनु पर्नेछ ।

(१०) सुनुवाईको क्रममा सहभागीले कसै प्रति व्यक्तिगत लाञ्छनायुक्त भाषा प्रयोग गर्न पाईने छैन ।

(११) व्यक्तिगत चरित्रका कुरालाई सुनुवाईको क्रममा ल्याउन पाइने छैन ।

(१२) सुनुवाईका वक्ता वा सहभागीलाई उत्तेजित पार्ने वा बदलाको भावनाबाट प्रेरित भनाई राख्न वा बोल्न पाइने छैन ।

(१३) सहभागीहरुले समस्या वा गुनासोहरु राख्दा सो को सामाधानको लागि संम्भाव्य सुझाव पनि दिन सक्नेछन् ।

(१४) आयोग बाहेक अरु सहभागी कसैले पनि आयोगको सहमति बिना सुनुवाईको क्रममा व्यक्त भनाईको श्रव्य/दृश्य रेकर्ड गर्न पाउने छैन ।

(१५) सुनुवाईलाई बिथोल्ने वा अवरोध गर्ने प्रयास कोही कसैबाट भएको पाईएमा सबै सहभागी समेत मिलेर शालिनतापूर्वक समाधान खोज्ने पहल गर्नु सबैको कर्तव्य हुनेछ ।

(१६) सुनुवाईलाई विषयान्तर हुनबाट रोक्न सबै सहभागी सचेत हुनु पर्नेछ ।

(१७) सार्वजनिक सुनुवाई कार्यक्रममा सहभागी हुन आउने व्यक्तिहरुले मर्यादित र सभ्य पोशाक लगाएर आउनु पर्नेछ।

(१८) सार्वजनिक सुनुवाई कार्यक्रममा व्यक्त भनाई र प्रमाणको कसैले पनि दुरुपयोग गर्न पाउने छैन ।

(१९) सार्वजनिक सुनुवाईमा कार्यक्रम अवधि भर मोबाईल साइलेन्ट वा स्वीच अफ गर्नु पर्नेछ ।

(२०) सार्वजनिक सुनुवाईको कार्यक्रम बिथोल्ने, हुल हुज्जत गर्ने, कसैको मान मर्दन गर्ने जस्ता कार्यहरु कसैले पनि गर्न पाउने छैन । यदि कसैले त्यस्तो गरेमा आयोगले सुरक्षाकर्मीको सहयोगमा निजलाई बाहिर पठाउने वा नियम बमोजिमको कार्यवाही गर्न सम्बन्धित निकायमा पठाउन सक्नेछ ।

अनुसूची (२)

(दफा १० को उपदफा (१) सँग सम्बन्धित)

आयोग समक्ष पेश गरेको सार्वजनिक सुनुवाई सम्बन्धी प्रतिवेदन

(१) पृष्ठभूमि :

(२) सुनुवाई गरेको स्थान, मिति र समय :

(३) सुनुवाईको विषयवस्तु :

(४) सहभागी संख्या :

(५) कार्यक्रमको संयोजक :

(६) कार्यक्रममा सहभागी वक्ताको नाम, थर ठेगाना र निजले व्यक्त गरेको प्रश्न वा जिज्ञासा वा गुनासोको संक्षिप्त व्यहोरा :

(क)

(ख)

(ग)

(घ)

(ङ)

(७) सहभागी वक्ताहरुले सोधेका प्रश्न वा जिज्ञासा र यसमा अनुमति प्राप्त व्यक्तिको तर्फबाट दिइएको उत्तरको सारांश:

(८) सहभागीहरुको धारणाको तथ्य विश्लेषण :

(९) कार्यक्रमबाट हासिल उपलब्धि र सुझाव :

प्रतिवेदक

(१)

(२)

(३)

(४)

(५)

मिति:

अनुसूची ३.४: विद्युत नियमन आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति एक आपसमा वा अन्य संगठित संस्थासँग गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहण सम्बन्धी निर्देशिका, २०७७

मिति २०७७/०५/०१ को आयोगको ७४ औं बैठकको निर्णयानुसार स्वीकृत

विद्युत नियमन आयोग

अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति आपसमा गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहण सम्बन्धी निर्देशिका, २०७७

प्रस्तावना: विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १४ खण्ड (च) तथा खण्ड (छ) बमोजिम अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति एक आपसमा वा अन्य संगठित संस्थासँग गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिदबिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहण सम्बन्धमा सहमति प्रदान गर्न विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा ४३ ले दिएको अधिकार प्रयोग गरी विद्युत नियमन आयोगले यो निर्देशिका जारी गरेको छ ।

परिच्छेद-१

प्रारम्भिक

१. संक्षिप्त नाम र प्रारम्भ:

(क) यस निर्देशिकाको नाम "विद्युत नियमन आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति एक आपसमा वा अन्य संगठित संस्थासँग गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहण सम्बन्धी निर्देशिका, २०७७" रहेको छ ।

(ख) यो निर्देशिका तुरुन्त लागु हुनेछ ।

२. **परिभाषा:** विषय वा प्रसंगले अर्को अर्थ नलागेमा यस निर्देशिकामा :

(क) "**अनुमति प्राप्त व्यक्ति**" भन्नाले ऐनको दफा २ को खण्ड (ख) बमोजिमको व्यक्ति वा संगठित संस्था सम्झनु पर्छ ।

(ख) **"आपसमा मिल्न"** भन्नाले विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण, वा व्यापार सम्बन्धी कार्य गर्न अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिहरु आपसमा वा अन्य संगठित संस्था सँग सम्झौता वा समझदारी अनुसार मिल्ने कार्य सम्झनु पर्छ ।

(ग) **"आयोग"** भन्नाले ऐनको दफा २ को खण्ड (ग) बमोजिमको विद्युत नियमन आयोग सम्झनु पर्छ ।

(घ) **"आयोजना"** भन्नाले अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको स्वमित्त्वमा रहेको विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापारसँग सम्बन्धित भौतिक पूर्वाधार तथा संरचना सम्झनु पर्छ । सो शब्दले आयोजनाको सम्पूर्ण चल, अचल सम्पत्ति तथा दायित्व र आयोजनाको सम्पूण प्रतिवेदन तथा सफ्टवेयर लगायतको आयोजनासँग सम्बन्धित विवरण समेतलाई जनाउँछ ।

(ङ) **"ऐन"** भन्नाले विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ सम्झनु पर्छ ।

(च) **"कर्मचारी"** भन्नाले अनुमति प्राप्त व्यक्ति एक आपसमा वा अन्य संगठित संस्थासँग गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद गर्न, संरचनाको खरिद बिक्री गर्न, प्राप्ति वा ग्रहण सम्बन्धी प्रयोजनका लागि निर्णय गर्न बसेको

साधारण सभा / सञ्चालक समितिको निर्णयका बखत सो अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा आयोजनाको संगठित संस्थामा कार्यरत कर्मचारी सम्झनु पर्छ ।

(छ) **"खरिद बिक्री"** भन्नाले आयोजना / संरचना / अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको पचास प्रतिशत वा त्यस भन्दा बढी शेयर खरिद बिक्री गर्ने कार्यलाई जनाउँछ ।

(ज) **"गाभिने"** भन्नाले अनुमति प्राप्त व्यक्ति एक आपसमा वा अन्य संगठित संस्थासँग गाभ्ने गाभिने कार्यलाई सम्झनु पर्छ ।

(झ) **"निर्देशिका"** भन्नाले "विद्युत नियमन आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति एक आपसमा वा अन्य संगठित संस्थासँग गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहण सम्बन्धी निर्देशिका, २०७७" लाई सम्झनु पर्छ ।

(ञ) **"नियमावली"** भन्नले विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ सम्झनु पर्छ।

(ट) **"प्राप्ति वा ग्रहण"** भन्नाले अनुमति प्राप्त व्यक्ति वा अन्य संगठित संस्थाले अनुमति प्राप्त व्यक्तिको विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार आयोजना / संरचना प्राप्त गर्ने कार्यलाई सम्झनु पर्छ ।

(ठ) **"मूल्यांकनकर्ता"** भन्नाले यस निर्देशिका बमोजिम गाभ्ने र गाभिने अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा संगठित संस्थाको आयोजना, सम्पत्ती एवं दायित्वको मूल्यांकन गर्न नियुक्त भएको व्यक्ति, फर्म, कम्पनी वा संस्था सम्झनु पर्छ ।

(ड) **"शेयर अदलबदल अनुपात (स्वाप रेसियो)"** भन्नाले यस निर्देशिका बमोजिम गाभ्ने, गाभिने अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा संगठित संस्थाका शेयरधनीले सो गाभिने कार्य सम्पन्न भए पश्चात् कायम हुने संस्थामा आफ्नो प्रत्येक साबिक शेयर वापत पाउने शेयर संख्याको अनुपातलाई सम्झनु पर्छ ।

(ढ) **"संगठित संस्था"** भन्नाले कानून बमोजिम दर्ता भई छुट्टै कानूनी अस्तित्व भएका कम्पनी, सार्वजनिक संस्थान र निगम जस्ता कानूनी व्यक्ति सम्झनु पर्छ ।

(ण) **"संरचना"** भन्नाले विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापारसँग सम्बन्धित आयोजनाको लागि निर्माण भएका बाँध, जलाशय, विद्युत गृह, वा केन्द्र, सब-स्टेशन, प्रसारण वा वितरण लाईन, इलेक्ट्रोनिक सफ्टवेयर लगायतका अन्य संरचना तथा भवन, पहुँच मार्ग जस्ता भौतिक पूर्वाधार र त्यसले ओगटेको जग्गा एवं सो स्थानमा जडित उपकरण समेत सम्झनु पर्छ ।

(त) **"हस्तान्तरण"** भन्नाले अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको स्वामित्वमा रहेको आयोजना / संरचना पूर्ण वा आंशिक रुपमा अन्य अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा संगठित संस्थालाई बुझाउने कार्यलाई सम्झनुपर्छ.।

परिच्छेद-२

निवेदन प्रक्रिया

३. गाभिनको लागि निवेदन दिनुपर्ने: (१) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति एक आपसमा वा अन्य संगठित संस्थासँग गाभिन चाहेमा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले अनुसूची-१ बमोजिमको ढाँचामा तीन (३) प्रति निवेदन आयोग समक्ष पेश गर्नु पर्नेछ ।

(२) उपदफा (१) बमोजिम निवेदन पेश गर्दा गाभिने कार्यमा संलग्न दुवै पक्षको पब्लिक लिमिटेड कम्पनीको हकमा साधारण सभाको विशेष प्रस्तावबाट र प्राइभेट लिमिटेड कम्पनीको हकमा प्रबन्धपत्र तथा नियमावलीको व्यवस्था

बमोजिम पारित गरिएको गाभिने सम्बन्धि प्रस्ताव एवं मूल्यांकन प्रतिवेदन लगायत अनुसूची-२ बमोजिमका कागजातहरु संलग्न गर्नु पर्नेछं ।

(३) गाभिने सम्बन्धमा दुई पक्षबीच भएको सम्झौता वा समझदारी पत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि निवेदनसाथ पेश गर्नु पर्नेछ । सम्झौता वा समझदारी पत्रमा कम्तिमा देहायका विषयहरु खुलाईएको हुनु पर्नेछ :-

(क) गाभिनका कारण,

(ख) सम्पत्ति तथा दायित्व एवं मूल्यांकन पद्दति सम्बन्धी व्यवस्था,

(ग) सञ्चालक समिति सम्बन्धी व्यवस्था,

(घ) सञ्चालन तथा कर्मचारी व्यवस्थापन सम्बन्धि व्यवस्था,

(ङ) विद्युत उत्पादन/प्रसारण/वितरण/व्यापार सम्बन्धमा गाभिए पश्चात् गरिने कार्यको विस्तृत कार्ययोजना ।

(४) नेपाल सरकार वा अन्य निकायसँग परियोजना विकास सम्झौता (पिडिए) लगायतका सम्झौतापत्र भएमा सोको प्रमाणित प्रतिलिपि र बैंक, वित्तिय संस्था तथा अन्य कुनै व्यक्ति वा संस्थासँगको ऋण लगानी तथा दायित्व बाँकी रहेमा सम्बन्धित पक्षको/निकायको सहमति पत्र लगायतका विवरण निवेदनसाथ पेश गर्नु पर्नेछ ।

४. गाभिन मूल्यांकन प्रतिवेदन पेश गर्नुपर्ने :

(१) दफा ३ बमोजिम पेश गरिने निवेदनका साथ कम्तिमा देहायका विषयहरु खुलाईएको मूल्यांकन प्रतिवेदन पेश गर्नु पर्नेछ :-

(क) प्राविधिक मूल्यांकन (आयोजना/संरचनाको वर्तमान प्राविधिक अवस्था, चालू अवस्थामा रहे नरहेको, मर्मत सम्भार लगायतका विवरण),

(ख) आर्थिक मूल्यांकन (आयोजना/संरचनाको वर्तमान मूल्य, आवश्यक हुने थप लगानी, कार्ययोजना अनुसारको लागत एवं खर्च लगायतका वित्तिय विश्लेषण सहितको विवरण),

(ग) गाभिने व्यक्तिहरु बीच सो कार्य समाप्ति पश्चात् कायम हुने शेयर अदलबदल अनुपात (स्वाप रेसियो) तय भएको आधार ।

(२) उपदफा (१) बमोजिमको मूल्यांकन कार्य गर्न प्रचलित कानून बमोजिम प्रमाणपत्र प्राप्त दर्तावाल अनुभवि व्यक्ति/संस्थालाई मूल्यांकनकर्ता नियुक्त गरी तयार गर्नु पर्नेछ ।

५. आपसमा मिलनकोलागि निवेदन दिनुपर्ने: (१) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति आपसमा वा अन्य संगठित संस्थासँग विद्युत उत्पादन / प्रसारण/ वितरण / व्यापार सम्बन्धी कार्य गर्नकालागि मिल्न चाहेमा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले अनुसूची-३ बमोजिमको ढाँचामा तीन (३) प्रति निवेदन पेश गर्नु पर्नेछ ।

(२) उपदफा (१) बमोजिम निवेदन पेश गर्दा, मिल्ने कार्यमा संलग्न हुने पक्षहरुको संचालक समितिको निर्णयको प्रमाणित प्रतिलिपि सहित अनुसूची (४) बमोजिमको कागजात संलग्न गर्नु पर्नेछ ।

(३) मिल्ने सम्बन्धमा पक्षहरुबीच भएको सम्झौता वा समझदारी पत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि निवेदन साथ पेश गर्नु पर्नेछ.। सम्झौता वा समझदारी पत्रमा कम्तिमा देहायका विषयहरु खुलाईएको हुनु पर्नेछ :-

(क) मिल्नु पर्ने कारण,

(ख) विद्युत उत्पादन / प्रसारण / वितरण / व्यापार सम्बन्धमा संयुक्तरुपले गरिने कार्यको विस्तृत कार्ययोजना,

(ग) कार्ययोजना अनुसारको कार्य गर्दा लाग्ने अनुमानित लागत एवं खर्च,

(घ) मिल्ने पक्षहरुबाट हुने लगानीको अनुपात, दायित्व एवं जिम्मेवारी,

(ङ) सञ्चालन तथा कर्मचारी व्यवस्थापन सम्बन्धि व्यवस्था ।

(४) नेपाल सरकार वा अन्य निकायसँग भए गरेका परियोजना विकास सम्झौता (पिडिए) लगायतका सम्झौतापत्र भएमा सोको प्रमाणित प्रतिलिपि र बैंक, वित्तिय संस्था तथा अन्य कुनै व्यक्ति वा संस्थासँगको ऋण लगानी तथा दायित्व बाँकी रहेमा सो सम्बन्धी विवरण तथा सहमति पत्र निवेदनसाथ पेश गर्नु पर्नेछ ।

६. शेयर खरिद बिक्रीकोलागि निवेदन दिनुपर्नेः (१) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको पचास प्रतिशत वा त्यस भन्दा बढी शेयर खरिद बिक्री गर्नको लागि अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले अनुसूची - ५ बमोजिमको ढाँचामा तीन (३) प्रति निवेदन पेश गर्नु पर्नेछ ।

(२) कुनै व्यक्ति वा संगठित संस्थाले अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको शेयरधनीको साविकको शेयर खरिद गर्दा सो पश्चात् कायम हुने खरिदकर्ताको शेयर अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको कूल शेयरको पचास प्रतिशत वा त्यस भन्दा बढी हुने भएमा उपदफा (१) बमोजिम निवेदन पेश गर्नु पर्नेछ ।

(३) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको जारी पूँजी मध्येबाट तत्काल कायम चुक्ता पूंजी बृद्धी गर्नकोलागि हुने शेयर खरिद बिक्री गर्दा सो पश्चात् कायम हुने खरिदकर्ताको शेयर कायम गरिने कूल चुक्ता शेयरको पचास प्रतिशत वा त्यस भन्दा बढी हुने भएमा उपदफा (१) बमोजिम निवेदन पेश गर्नु पर्नेछ ।

(४) उपदफा (१) बमोजिम निवेदन पेश गर्दा खरिद बिक्री कार्यकोलागि संलग्न अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा संगठित संस्था पब्लिक लिमिटेड कम्पनी भएमा आफ्नो साधारण सभाबाट विशेष प्रस्ताव पारित गरी र प्राइभेट लिमिटेड कम्पनी भएमा आफ्नो प्रबन्धपत्र तथा नियमावली बमोजिम कम्पनीको निर्णयको प्रमाणित प्रतिलिपि सहित अनुसूची-६ बमोजिमको कागजात संलग्न गर्नु पर्नेछ ।

(५) पाँच प्रतिशत भन्दा बढी र पचास प्रतिशत भन्दा कम शेयर खरिद बिक्री तथा शेयर संरचना परिवर्तनको हकमा नियमावलीको नियम ४५ तथा विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्त सम्बन्धी विनियमावली, २०७७ को दफा १७ को व्यवस्था बमोजिम हुनेछ ।

७. आयोजना / संरचनाको खरिद बिक्री (सेल अफ प्लान्ट) वा हस्तान्तरणको लागि निवेदन दिनुपर्नेः

(१) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले वा अन्य संगठित संस्थाले विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार सम्बन्धी आयोजना / संरचना पूर्ण वा आंशिक रुपमा खरीद बिक्री वा हस्तान्तरण गर्न चाहेमा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले अनुसूची - ७ बमोजिमको ढाँचामा तीन (३) प्रति निवेदन पेश गर्नु पर्नेछ ।

(२) उपदफा (१) बमोजिम निवेदन पेश गर्दा खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण कार्यको लागि संलग्न अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा संगठित संस्था पब्लिक लिमिटेड कम्पनीको हकमा साधारण सभाको विशेष प्रस्तावबाट र प्राइभेट लिमिटेड कम्पनीको हकमा प्रबन्धपत्र तथा नियमावलीको व्यवस्था बमोजिम पारित गरिएको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण गर्ने सम्बन्धि निर्णय एवं मूल्यांकन प्रतिवेदन लगायत अनुसूची- ८ बमोजिमका कागजातहरु संलग्न गर्नु पर्नेछ ।

(३) आयोजना / संरचना पूर्ण वा आंशिक रुपमा खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण पश्चात्को विस्तृत कार्ययोजना निवेदनसाथ पेश गर्नु पर्नेछ ।

(४) नेपाल सरकार वा अन्य निकायसँग भए गरेका परियोजना विकास सम्झौता (पिडिए) लगायतका सम्झौतापत्र भएमा सोको प्रमाणित प्रतिलिपि र बैंक, वित्तिय संस्था तथा अन्य कुनै व्यक्ति वा संस्थासँगको ऋण लगानी तथा दायित्व बाँकी रहेमा सो सम्बन्धी विवरण तथा सहमति पत्र समेत निवेदनसाथ पेश गर्नु पर्नेछ ।

८. आयोजना / संरचना खरिद बिक्री (सेल अफ प्लान्ट) वा हस्तान्तरण गर्न मूल्यांकन गर्न मूल्यांकन प्रतिवेदन पेश गर्नुपर्ने :

(१) विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार आयोजना / संरचना पूर्ण वा आंशिक रुपमा खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण गर्न तय भएको आधार सहितको मूल्यांकन प्रतिवेदन दफा (७) बमोजिम पेश गरिने निवेदनसाथ आयोग समक्ष पेश गर्नु पर्नेछं ।

(२) उपदफा (१) बमोजिमको मूल्यांकन प्रतिवेदनमा कम्तिमा देहायका विषयहरु खुलाइएको हुनु पर्नेछः-

(क) प्राविधिक मूल्यांकन (आयोजना / संरचनाको वर्तमान प्राविधिक अवस्था, चालू अवस्थामा रहे नरहेको, मर्मत सम्भार लगायतका सम्बन्धित विवरण),

(ख) आर्थिक मूल्यांकन (आयोजना / संरचनाको वर्तमान मूल्य, आवश्यक हुने थप लगानी, कार्ययोजना अनुसारको लागत एवं खर्च लगायतका वित्तिय विश्लेषण सहितको विवरण) .

(३) उपदफा (१) बमोजिमको मूल्यांकन कार्य गर्न प्रचलित कानून बमोजिम प्रमाणपत्र प्राप्त दर्तावाल अनुभवि व्यक्तिलाई मूल्यांकनकर्ता नियुक्त गरी तयार गर्नु पर्नेछ ।

९.प्राप्ति वा ग्रहणकोलागि निवेदन दिनु पर्नेः (१) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा अन्य संगठित संस्थाले अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार आयोजना प्राप्ति (एक्वीजिशन) वा ग्रहण (टेकओभर) गर्नुपर्ने भएमा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले अनुसूची - ९ बमोजिमको ढाँचामा तीन (३) प्रति निवेदन पेश गर्नुपर्नेछ ।

(२) उपदफा (१) बमोजिम निवेदन पेश गर्दा प्राप्ति वा ग्रहण गर्नु पर्नाको कारण तथा यसरी प्राप्ति वा ग्रहण गर्ने सम्बन्धी कानूनी आधार संलग्न गरी अनुसूची - १० बमोजिमको कागजात संलग्न गर्नु पर्नेछ ।

(३) विद्युत उत्पादन / प्रसारण / वितरण / व्यापार आयोजना वा संरचनाको प्राप्ति वा ग्रहण पश्चात् स्वामित्व सम्बन्धी व्यवस्थापन सहितको विस्तृत कार्ययोजना, प्राप्ति वा ग्रहण सम्बन्धमा भएको सम्झौता वा समझदारी पत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि र मूल्यांकन प्रतिवेदन निवेदनसाथ संलग्न गर्नु पर्नेछ ।

(४) नेपाल सरकार वा अन्य निकायसँग भए गरेका परियोजना विकास सम्झौता (पिडिए) लगायतका सम्झौतापत्र भएमा सोको प्रमाणित प्रतिलिपि र बैंक, वित्तिय संस्था तथा अन्य कुनै व्यक्ति का संस्थासँगको ऋण लगानी तथा दायित्व बाँकी रहेमा सो सम्बन्धी विवरण तथा सहमति पत्र समेत निवेदनसाथ पेश गर्नु पर्नेछ ।

१०. प्राप्ति वा ग्रहण गर्न मूल्यांकन प्रतिवेदन पेश गर्नुपर्नेः (१) विद्युत उत्पादन, प्रसारण वितरण वा व्यापार सम्बन्धि आयोजना / संरचना प्राप्ति वा ग्रहण गर्न मूल्यांकन प्रतिवेदन दफा ९ बमोजिमको निवेदनका साथ आयोग समक्ष पेश गर्नु पर्नेछ ।

(२) उपदफा (१) बमोजिमको मूल्यांकन प्रतिवेदनमा कम्तिमा देहायको विषयहरु खुलाईएको हुनु पर्नेछ :-

(क) प्राविधिक मूल्यांकन (आयोजना / संरचनाको वर्तमान प्राविधिक अवस्था, चालू अवस्थामा रहे नरहेको, मर्मत सम्भार लगायतका सम्बन्धित विवरण),

(ख) आर्थिक मूल्यांकन (आयोजना / संरचनाको वर्तमान मूल्य, आवश्यक हुने थप लगानी, कार्ययोजना अनुसारको लागत एवं खर्च लगायतका वित्तिय विश्लेषण सहितको विवरण) ।

(३) उपदफा (१) बमोजिमको मूल्यांकन कार्य गर्न प्रचलित कानून बमोजिम प्रमाणपत्र प्राप्त दर्तावाल अनुभवि व्यक्तिलाई मूल्यांकनकर्ता नियुक्त गरी तयार गर्नु पर्नेछ ।

११. सेवा शुल्क बुझाउनुपर्ने : यस परिच्छेद बमोजिम निवेदन पेश गर्दा नियमावलीको नियम १७ को उपनियम (१) को खण्ड (घ) बमोजिम निर्देशिकाको अनुसूची - १२ अनुसारको सेवा शुल्क बुझाएको सक्कल बैंक भौचर / रसिद संलग्न गर्नु पर्नेछ ।

परिच्छेद -३

सहमति प्रदान सम्बन्धी प्रक्रिया

१२ निवेदन उपर जाँचबुझ गर्ने:

(१) यस निर्देशिका बमोजिम प्राप्त भएको निवेदन, प्रतिवेदन र सम्पूर्ण कागजात उपर आयोगले आवश्यक जाँचबुझ गर्नेछ ।

(२) उपदफा (१) बमोजिम जाँचबुझ पश्चात् कागजात / विवरण नपुग देखिएमा आयोगले सो कागजात / विवरण माग गर्नेछ । यसरी माग भएका सम्पूर्ण कागजात / विवरण जुन मितिमा प्राप्त हुन आउछ सोहि मितिलाई रितपूर्वक निवेदन प्राप्त भएको मिति मानिनेछ ।

१३. राय, सुझाव, प्रतिक्रिया माग गर्न सक्ने : (१) आयोगले यस निर्देशिका बमोजिम पेश हुन आएका निवेदन उपर सार्वजनिक सूचना जारी गरी सरोकारवाला एवं सर्वसाधारणबाट राय, सुझाव, प्रतिक्रिया माग गर्न सक्नेछ ।

(२) आयोगले आवश्यकता अनुसार ऐन, नियमावली बमोजिम सार्वजनिक सुनुवाई गर्न सक्नेछ ।

१४. आदेश दिन सक्ने: निवेदकबाट पेश भएको मूल्यांकन प्रतिवेदन दफा १२ को उपदफा (२) बमोजिम जाचबुझ गर्दा वा दफा १३ अनुसार प्राप्त हुन आएका राय, सुझाव, प्रतिक्रिया अध्ययन गर्दा अस्वभाविक देखिएमा पुनः मूल्यांकन गरी प्रतिवेदन पेश गर्नकोलागि आयोगले आदेश दिनेछ ।

१५. सहमति प्रदान गर्ने:

(१) यस निर्देशिका बमोजिम रितपूर्वक निवेदन प्राप्त भएको मितिले नब्बे (९०) दिन भित्रमा आयोगले सहमति प्रदान सम्बन्धी निर्णय गर्नु पर्नेछ ।

(२) उपदफा (१) बमोजिम सहमति प्रदान गर्दा आयोगले अनुमति प्राप्त व्यक्तिलाई आवश्यक सर्त तोक्न वा निर्देशन दिन सक्नेछ ।

(३) यस निर्देशिकामा जुनसुकै कुरा लेखिएको भए तापनि आयोगले देहाय मध्येको कुनै अवस्थामा सहमति प्रदान नगर्न सक्नेछ:

(क) विद्युत क्षेत्र नकारात्मक रुपले प्रभावित हुने, प्रतिष्पर्धाको वातावरणमा असर परि एकाधिकार वा अनुचित व्यापारिक नियन्त्रण हुने वा उपभोक्ताको हित संरक्षणमा बाधा उत्पन्न हुने देखिएमा,

(ख) ऐन तथा नियमावलीमा भएका व्यवस्थाको अनुकुल नहुने देखिएमा ।

(४) यस निर्देशिका बमोजिम पेश भएको निवेदन उपर सहमति प्रदान गर्न नसकिने भएमा सोको कारण खुलाई आयोगले निवेदकलाई जानकारी गराउनु पर्नेछ ।

परिच्छेद - ४

विविध

१६. उद्देश्य समावेश भएको हुनु पर्ने: यस निर्देशिका बमोजिमको कार्यहरुमा संलग्न हुने संगठित संस्थाको प्रबन्धपत्र एवं नियमावलीमा विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार गर्ने उद्देश्य समावेश भएको हुनु पर्नेछ ।

१७. सम्बन्धित निकायबाट कागजात तथा विवरण झिकाउन सक्ने: यस निर्देशिका बमोजिम आयोग समक्ष पेश गरिएको कागजात तथा विवरण सम्बन्धित निकायबाट स्पष्ट हुन आवश्यक देखिएमा उक्त कागजात तथा विवरणको मूल / सक्कल प्रति वा प्रमाणित प्रतिलिपि आयोगले झिकाउन सक्नेछ ।

१८. परिपत्र जारी गर्न सक्ने: आयोगले यस निर्देशिका बमोजिम निर्दीष्ट गरिएको विषय सम्पादन गर्न समय-समयमा आदेश वा परिपत्र जारी गर्न सक्नेछ ।

१९. बाधा अड्काऊ फुकाऊने: यस निर्देशिका बमोजिम कार्य सम्पादन गर्न कुनै बाधा अड्काऊ उत्पन्न भएमा आयोगको निर्णयबाट सो बाधा अड्काऊ फुकाऊन सकिनेछ । बाधा अड्काऊ फुकाएको निर्णय सार्वजनिक गरिने छ ।

२०. अन्य कानूनी व्यवस्थाको पालना गर्नुपर्ने : (१) यस निर्देशिका बमोजिम सहमति प्राप्त गरेता पनि प्रचलित कानून बमोजिम अनुमतिपत्र / इजाजतपत्र लिई कार्य गरिनु पर्ने भएमा त्यस्तो अनुमतिपत्र / इजाजतपत्र लिएर मात्र कार्य गर्नु पर्नेछ ।

(२) निवेदकले आयोगबाट सहमति प्राप्त गरे पछि गाभिन / आपसमा मिल्न / शेयर खरिद गर्न / संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण गर्न / प्राप्ति वा ग्रहण सम्बन्धमा प्रचलित कानून बमोजिम गर्नुपर्ने अन्य कार्यहरु पुरा गर्नु पर्नेछ ।

(३) निवेदकले उपदफा (१) र उपदफा (२) बमोजिम सम्पन्न भएको कार्यको जानकारी / विवरण सम्पन्न भएको मितिले पन्ध्र (१५) दिन भित्र आयोगलाई उपलब्ध गराउनु पर्नेछ ।

अनुसूची-१

(दफा ३ को उपदफा (१) सँग सम्बन्धित)

अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति आपसमा वा अन्य संगठित संस्थासँग गाभिनकोलागि निवेदन

मितिः___________________

श्री विद्युत नियमन आयोग,

_________________, काठमाण्डौ ।

विषयः आपसमा गाभिन सहमति पाउँ भन्ने बारे ।

महोदय,

उपरोक्त विषयमा प्रचलित कानून अनुसार विद्युत सर्वेक्षण/उत्पादन/प्रसारण/वितरण/व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति ____________________________ र विद्युत सर्वेक्षण/उत्पादन/प्रसारण/वितरण/व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा संगठित संस्था __________________________ बीच गाभिने सम्झौता भएकोले सो अनुरुप कार्य सम्पन्न गर्न त्यस आयोगको सहमतिको लागि तोकिए बमोजिमको कागजात तथा सेवा शुल्क बुझाएको सक्कल रसिद / बैंक भौचर संलग्न गरी निवेदन पेश गरेका छौं ।

आवश्यक कागजात _____ थान संलग्न छन् ।

निवेदक

गाभ्ने / गाभिने व्यक्ति	गाभ्ने / गाभिने व्यक्ति
____________________	____________________
(अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको तर्फबाट अख्तियार प्राप्त व्यक्ति)	(अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा संगठित संस्थाको तर्फबाट अख्तियार प्राप्त व्यक्ति)
नामः	नामः
पदः	पदः
ठेगानाः	ठेगानाः
टेलिफोनः	टेलिफोनः
फ्याक्सः	फ्याक्सः
इमेलः	इमेलः
मितिः	मितिः
संस्थाको छापः	संस्थाको छापः

अनुसूची-२

(दफा ३ को उपदफा (२) सँग सम्बन्धित)

आपसमा गाभिन दिइने निवेदनमा संलग्न गर्नु पर्ने कागजातहरु:

१. आपसमा गाभिनु पर्नाको कारण, आवश्यकता तथा औचित्य र सोबाट विद्युत क्षेत्रमा पर्ने असरको सामान्य प्रक्षेपण,

२. गाभिने संस्थाहरुको कम्पनी दर्ता प्रमाण-पत्र, प्रबन्धपत्र तथा नियमावली (संशोधन सहित), स्थायी लेखा नम्बर दर्ता प्रमाणपत्र, कर चुक्ता प्रमाणपत्र एवं विद्युत सर्वेक्षण, उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार सम्बन्धी कार्य गर्न प्राप्त अनुमतिपत्र (म्याद थप तथा संशोधन सहित) को प्रमाणित प्रतिलिपि,

३. गाभिने संस्थाहरुको संक्षिप्त विवरण (कम्पनी प्रोफाइल), सञ्चालक समितिको लागत, पछिल्लो अधिकृत, जारी र चुक्ता पूंजीको विवरण तथा अद्यावधिक शेयर लागतको प्रमाणित प्रतिलिपि,

४. पब्लिक लिमिटेड कम्पनीको हकमा आफ्नो साधारण सभाबाट पारित विशेष प्रस्ताव र प्राइभेट लिमिटेड कम्पनीको हकमा आफ्नो प्रबन्धपत्र, नियमावलीमा भएको व्यवस्था र सञ्चालक समितिको निर्णयको प्रमाणित प्रतिलिपि,

५. निर्देशिकाको दफा ३ को उपदफा (३) बमोजिम गाभिने सम्बन्धमा दुई पक्षबीच भएको सम्झौता वा समझदारी पत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,

६. नेपाल सरकार वा अन्य निकायसँग भए गरेका परियोजना विकास सम्झौता (पिडिए) लगायतका सम्झौतापत्र भएमा सोको प्रमाणित प्रतिलिपि,

७. निर्देशिकाको दफा ४ बमोजिमको मूल्यांकन प्रतिवेदन,

८. मूल्यांकनकर्ताको गाभिने प्रयोजनसँग सम्बन्धित कार्य अनुभव खुल्ने विवरण, दर्ता प्रमाणपत्र एवं नवीकरण तथा कर चुक्ता प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,

९. गाभिने संस्थाहरुको पछिल्लो आर्थिक वर्षको लेखा परिक्षण प्रतिवेदनको प्रमाणित प्रतिलिपि र वार्षिक प्रतिवेदन,

१०.गाभिने संस्थाहरुको चल अचल सम्पत्तिको विवरण, कर्जा रकम, दायित्वको विवरण, भुक्तानी अवधि, ऋणदाताहरुलाई भुक्तानी गर्न सुरक्षित गरिएको व्यवस्था र ऋणदाताको सहमति पत्र,

११. गाभिने संस्थाहरुक्का कर्मचारीको विवरण तथा गाभिए पश्चात् गरिने कर्मचारी व्यवस्थापन सम्बन्धी कार्ययोजना,

१२. गाभिने प्रयोजनका लागि प्रचलित कानून बमोजिम पूरा गरिनु पर्ने कार्यको सूची,

१३. संचालनमा रहेको आयोजनाको संक्षिप्त विवरण र निर्माणको चरणमा रहेका आयोजनाको हकमा आयोजना निर्माणको प्रगति विवरण, हालसम्म भएको खर्चको विवरण एवं लगानी योजना,

१४. निर्देशिकाको अनुसूची - ११ बमोजिमको स्वघोषणा पत्र,

१५. निवेदनमा हस्ताक्षर गर्ने लगायतका अन्य आवश्यक कार्यहरु गर्नको लागि सम्बन्धित व्यक्तिलाई अख्तियारी प्रदान गरिएको पत्र,

१६. निर्देशिकाको अनुसूची - १२ अनुसारको सेवा शुल्क बुझाएको सक्कल बैंक भौचर/रसिद ।

अनुसूची-३

(दफा ५को उपदफा (१) सँग सम्बन्धित)

आपसमा मिल्नकोलागि निवेदन

मितिः____________________

श्री विद्युत नियमन आयोग,

__________________, काठमाण्डौ ।

विषयः आपसमा मिल्न सहमति पाउँ भन्ने बारे ।

महोदय,

उपरोक्त विषयमा प्रचलित कानून अनुसार विद्युत सर्वेक्षण/उत्पादन/प्रसारण/वितरण/व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति ______________________________ र विद्युत सर्वेक्षण/उत्पादन/प्रसारण/वितरण/व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा संगठित संस्था ____________________________ आपसमा मिल्न चाहेकोले सम्झौता / समझदारी पत्र अनुरुप कार्य गर्न आयोगको सहमतिको लागि तोकिए बमोजिमको कागजात तथा सेवा शुल्क बुझाएको सक्कल रसिद / बैंक भौचर संलग्न गरी निवेदन पेश गरेका छौं ।

आवश्यक कागजात _____ थान संलग्न छन् ।

निवेदक

मिल्ने व्यक्ति १	**मिल्ने व्यक्ति २, मिल्ने व्यक्ति ३......**
____________________	____________________
(अनुमति प्राप्त व्यक्तिको तर्फबाट अख्तियार प्राप्त व्यक्ति)	(अनुमति प्राप्त व्यक्ति वा संगठित संस्थाको तर्फबाट अख्तियार प्राप्त व्यक्ति)
नामः	नामः
पदः	पदः
ठेगानाः	ठेगानाः
टेलिफोनः	टेलिफोनः
फ्याक्सः	फ्याक्सः
इमेलः	इमेलः
मितिः	मितिः
संस्थाको छापः	संस्थाको छापः

अनुसूची-४

(दफा ५ को उपदफा (२) सँग सम्बन्धित)

आपसमा मिल्न दिइने निवेदनमा संलग्न गर्नु पर्ने कागजातहरु:

१. आपसमा मिल्नु पर्नाको कारण, आवश्यकता तथा औचित्य र सोबाट विद्युत क्षेत्रमा पर्ने असरको सामान्य प्रक्षेपण,

२. मिल्ने संस्थाहरुको कम्पनी दर्ता प्रमाण-पत्र, प्रबन्धपत्र तथा नियमावली (संशोधन सहित), स्थायी लेखा नम्बर दर्ता प्रमाणपत्र, कर चुक्ता प्रमाणपत्र एवं विद्युत सर्वेक्षण, उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार सम्बन्धी कार्य गर्न प्राप्त अनुमतिपत्र (म्याद थप तथा संशोधन सहित) को प्रमाणित प्रतिलिपि,

३. मिल्ने संस्थाहरुको संक्षिप्त विवरण (कम्पनी प्रोफाइल), सञ्चालक समितिको लगत, पछिल्लो अधिकृत, जारी र चुक्ता पूंजीको विवरण तथा अद्यावधिक शेयर लगत र कर चुक्ताको प्रमाणित प्रतिलिपि,

४. नेपाल सरकार वा अन्य निकायसँग भए गरेका परियोजना विकास सम्झौता (पिडिए) लगायतका सम्झौतापत्र भएमा सोको प्रमाणित प्रतिलिपि,

५. अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा संगठित संस्थाको संचालक समितिको आपसमा मिल्ने सम्बन्धी निर्णयको प्रमाणित प्रतिलिपि,

६. निर्देशिकाको दफा ५ को उपदफा (३) बमोजिमको मिल्ने सम्बन्धमा आपसमा भएको सम्झौता वा समझदारी पत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,

७. निवेदकको पछिल्लो आर्थिक वर्षको लेखा परिक्षण प्रतिवेदनको प्रमाणित प्रतिलिपि र वार्षिक प्रतिवेदन,

८. निवेदनमा हस्ताक्षर गर्ने लगायतका अन्य आवश्यक कार्यहरु गर्नको लागि सम्बन्धित व्यक्तिलाई अख्तियारी प्रदान गरिएको पत्र,

९. बैंक, वित्तिय संस्था तथा अन्य कुनै व्यक्ति वा संस्थासँगको ऋण लगानी तथा दायित्व बाँकी रहेमा सो सम्बन्धी विवरण तथा सहमति पत्र,

१०. संचालनमा रहेको आयोजनाको संक्षिप्त विवरण र निर्माणको चरणमा रहेका आयोजनाको हकमा आयोजना निर्माणको प्रगति विवरण, हालसम्म भएको खर्चको विवरण एवं लगानी योजना,

११. निर्देशिकाको अनुसूची - ११ बमोजिमको स्वघोषणा पत्र,

१२. निर्देशिकाको अनुसूची - १२ अनुसारको सेवा शुल्क बुझेको सक्कल बैंक भौचर/रसिद ।

अनुसूची-५

(दफा ६ को उपदफा (१) सँग सम्बन्धित)

शेयर खरिद बिक्रीकोलागि निवेदन

मितिः____________________

श्री विद्युत नियमन आयोग,

__________________, काठमाण्डौ ।

विषयः शेयर खरिद बिक्री गर्न सहमति पाउँ भन्ने बारे ।

महोदय,

उपरोक्त विषयमा हामी विद्युत सम्बन्धी सर्वेक्षण/उत्पादन/प्रसारण/वितरण/व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति ______________________ र ____________________________ संगठित संस्था / अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा श्री. ______________________ व्यक्ति लगायत ______________ जना बीच ______________ कित्ता शेयर (______प्रतिशत शेयर) खरिद बिक्री गर्न आयोगको सहमतिको लागि तोकिए बमोजिमको कागजात तथा सेवा शुल्क बुझाएको सक्कल रसिद / बैंक भौचर सहित निवेदन पेश गरेका छौँ ।

आवश्यक कागजात ______ थान संलग्न छन् ।

निवेदक

____________________ (अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको तर्फबाट अख्तियार प्राप्त व्यक्ति) नामः पदः ठेगानाः टेलिफोनः फ्याक्सः इमेलः मितिः संस्थाको छापः	____________________ (शेयर खरिद बिक्री गर्ने व्यक्तिहरु / संगठित संस्थाको तर्फबाट अख्तियार प्राप्त व्यक्ति) नामः पदः ठेगानाः टेलिफोनः फ्याक्सः इमेलः मितिः संस्थाको छाप (संगठित संस्थाको हकमा)

अनुसूची- ६

(दफा ६ को उपदफा (४) सँग सम्बन्धित)

शेयर खरिद बिक्रीको लागि दिइने निवेदनसाथ संलग्न गर्नु पर्ने कागजातहरुः

१. खरिद बिक्री गर्नु पर्नाको कारण,

२. निवेदकको कम्पनी दर्ता प्रमाण-पत्र, प्रबन्धपत्र तथा नियमावली (संशोधन सहित), स्थायी लेखा नम्बर दर्ता प्रमाणपत्र, कर चुक्ता प्रमाणपत्र एवं विद्युत सर्वेक्षण, उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार सम्बन्धी कार्य गर्न प्राप्त अनुमतिपत्र (म्याद थप तथा संशोधन सहित) को प्रमाणित प्रतिलिपि, खरिदकर्ता संगठित संस्था भएमा सोको प्रबन्धपत्र तथा नियमावली (संशोधन सहित), कम्पनी दर्ता प्रमाणपत्र, स्थायी लेखा नम्बर दर्ता प्रमाणपत्र, कर चुक्ता प्रमाणपत्र वा व्यक्ति भएमा नागरिकताको प्रमाणित प्रतिलिपि,

३. नेपाल सरकार वा अन्य निकायसँग भए गरेका परियोजना विकास सम्झौता (पिडिए) लगायतका सम्झौतापत्र भएमा सोको प्रमाणित प्रतिलिपि,

४. अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति र संगठित संस्था (संलग्न भएको हकमा) को सञ्चालकहरुको लगत, शेयरधनीहरुको विवरण, पछिल्लो अधिकृत, जारी र चुक्ता पूंजीको विवरण तथा अद्यावधिक शेयर लगत,

५. पब्लिक लिमिटेड कम्पनीको हकमा आफ्नो साधारण सभाबाट पारित विशेष प्रस्ताव र प्राइभेट लिमिटेड कम्पनीको हकमा आफ्नो प्रबन्धपत्र तथा नियमावली एवं प्रचलित कानून बमोजिमको कम्पनीको निर्णयको प्रमाणित प्रतिलिपि (खरिद कर्ता एवं बिक्री कर्ता दुबैको),

६. निवेदकको पछिल्लो आर्थिक वर्षको लेखा परिक्षण प्रतिवेदनको प्रमाणित प्रतिलिपि र वार्षिक प्रतिवेदन,

७. खरिद बिक्री हुने शेयरको संख्या र मूल्य,

८. निवेदकको हालको तथा शेयरको खरिद बिक्री पश्चात् कायम हुने शेयर संरचना (शेयरधनी सहित), शेयर संख्या, रकम तथा शेयर प्रतिशत समेत खुलाईएको विवरण,

९. बैंक, वित्तिय संस्था तथा अन्य कुनै व्यक्ति वा संस्थासँगको ऋण लगानी तथा दायित्व बाँकी रहेमा सो सम्बन्धी विवरण तथा सहमति पत्र,

१०. संचालनमा रहेको आयोजनाको संक्षिप्त विवरण र निर्माणको चरणमा रहेका आयोजनाको हकमा आयोजना निर्माणको प्रगति विवरण, हालसम्म भएको खर्चको विवरण एवं लगानी योजना,

११. निवेदनमा हस्ताक्षर गर्ने लगायतका अन्य आवश्यक कार्यहरु गर्नको लागि सम्बन्धित व्यक्तिलाई अख्तियारी प्रदान गरिएको पत्र,

१२. निर्देशिकाको अनुसूची - ११ अनुसारको स्वघोषणा पत्र,

१३. निर्देशिकाको अनुसूची - १२ अनुसारको सेवा शुल्क बुझाएको सक्कल बैंक भौचर/रसिद ।

अनुसूची- ७

(दफा ७ को उपदफा (१) सँग सम्बन्धित)

आयोजना / संरचनाको खरिद बिक्री (सेल अफ प्लान्ट) वा हस्तान्तरणको लागि निवेदन

मितिः__________________

श्री विद्युत नियमन आयोग,

________________, काठमाण्डौ ।

विषयः आयोजना / संरचनाको खरिद बिक्री (सेल अफ प्लान्ट) वा हस्तान्तरण गर्न सहमति पाउँ भन्ने बारे ।

महोदय,

उपरोक्त विषयमा हामी विद्युत सम्बन्धी सर्वेक्षण/उत्पादन/प्रसारण/वितरण/व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति __________________________ र __________________________संगठित संस्था / अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति बीच विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापारसँग सम्बन्धित ______________________आयोजना / संरचनाको खरिद बिक्री (सेल अफ प्लान्ट) वा हस्तान्तरण गर्न आयोगको सहमतिको लागि तोकिए बमोजिमको कागजात तथा सेवा शुल्क बुझाएको सक्कल रसिद / बैंक भौचर सहित निवेदन पेश गरेका छौं ।

आवश्यक कागजात _____ थान संलग्न छन् ।

निवेदक

____________________ (अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको तर्फबाट अख्तियार प्राप्त व्यक्ति) नामः पदः ठेगानाः टेलिफोनः फ्याक्सः इमेलः मितिः संस्थाको छापः	____________________ (संगठित संस्था / अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको तर्फबाट अख्तियार प्राप्त व्यक्ति) नामः पदः ठेगानाः टेलिफोनः फ्याक्सः इमेलः मितिः संस्थाको छापः

अनुसूची- ८

(दफा ७ को उपदफा (२) सँग सम्बन्धित)

आयोजना / संरचनाको खरिद बिक्री (सेल अफ प्लान्ट) वा हस्तान्तरणको लागि दिइने निवेदनसाथ संलग्न गर्नु पर्ने कागजातहरुः

१. खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण गर्नुको कारण, आवश्यकता तथा औचित्य र सोबाट विद्युत क्षेत्रमा पर्ने असरको सामान्य प्रक्षेपण,

२. आयोजना / संरचना खरिद बिक्री (सेल अफ प्लान्ट) वा हस्तान्तरणमा संलग्न हुने पक्षहरुको कम्पनी दर्ता प्रमाण-पत्र, प्रबन्धपत्र तथा नियमावली (संशोधन सहित), स्थायी लेखा नम्बर दर्ता प्रमाणपत्र, कर चुक्ता प्रमाणपत्र, संक्षिप्त जानकारी (कम्पनी प्रोफाईल) एवं विद्युत सर्वेक्षण, उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार सम्बन्धी कार्य गर्न प्राप्त अनुमतिपत्र (म्याद थप तथा संशोधन सहित) को प्रमाणित प्रतिलिपि,

३. नेपाल सरकार वा अन्य निकायसँग भए गरेका परियोजना विकास सम्झौता (पिडिए) लगायतका सम्झौतापत्र भएमा सोको प्रमाणित प्रतिलिपि,

४. बैंक, वित्तिय संस्था तथा अन्य कुनै व्यक्ति वा संस्थासँगको ऋण लगानी तथा दायित्व बाँकी रहेमा सो सम्बन्धी विवरण तथा सहमति पत्र,

५. आयोजना / संरचना पूर्ण वा आंशिक रुपमा खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण पछिको विस्तृत कार्ययोजना,

६. अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति र संगठित संस्थाको सञ्चालकहरुको लगत, शेयरधनीहरुको विवरण, पछिल्लो अधिकृत, जारी र चुक्ता पूंजीको विवरण तथा अद्यावधिक शेयर लगत,

७. पब्लिक लिमिटेड कम्पनीको हकमा आफ्नो साधारण सभाबाट पारित विशेष प्रस्ताव र प्राइभेट लिमिटेड कम्पनीको हकमा आफ्नो प्रबन्धपत्र तथा नियमावली बमोजिमको कम्पनीको निर्णयको प्रमाणित प्रतिलिपि (दुबै पक्षको),

८. निर्देशिकाको दफा ८ बमोजिमको मूल्यांकन प्रतिवेदन,

९. मूल्यांकनकर्ताको सम्बन्धित कार्य अनुभव खुल्ने विवरण, दर्ता प्रमाणपत्र एवं नविकरण तथा करचुक्ता प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,

१०. निवेदकको पछिल्लो आर्थिक वर्षको लेखा परिक्षण प्रतिवेदनको प्रमाणित प्रतिलिपि र वार्षिक प्रतिवेदन,

११. संचालनमा रहेको आयोजनाको संक्षिप्त विवरण र निर्माणको चरणमा रहेका आयोजनाको हकमा आयोजना निर्माणको प्रगति विवरण, हालसम्म भएको खर्चको विवरण एवं लगानी योजना,

१२. निर्देशिकाको अनुसूची - ११ बमोजिमको स्वघोषणा पत्र,

१३. निवेदनमा हस्ताक्षर गर्ने लगायतका अन्य आवश्यक कार्यहरु गर्नको लागि सम्बन्धित व्यक्तिलाई अख्तियारी प्रदान गरिएको पत्र,

१४. निर्देशिकाको अनुसूची - १२ अनुसारको सेवा शुल्क बुझाएको सक्कल बैंक भौचर/रसिद ।

अनुसूची- ९

(दफा ९ को उपदफा (१) सँग सम्बन्धित)

प्राप्ति वा ग्रहणकोलागि निवेदन

मितिः___________________

श्री विद्युत नियमन आयोग,

_________________, काठमाण्डौ ।

विषयः प्राप्ति वा ग्रहणको लागि सहमति पाउँ भन्ने बारे ।

महोदय,

उपरोक्त विषयमा हामी विद्युत सम्बन्धी सर्वेक्षण/उत्पादन/प्रसारण/वितरण/व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति ____________________________ र ____________________________संगठित संस्था / अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति बीच विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापारसँग सम्बन्धित ________________________आयोजना / संरचनाको प्राप्ति वा ग्रहण सम्बन्धमा आयोगको सहमतिकोलागि तोकिए बमोजिमको कागजात तथा सेवा शुल्क बुझाएको सक्कल रसिद / बैंक भौचर सहित निवेदन पेश गरेका छौँ ।

आवश्यक कागजात _____ थान संलग्न छन् ।

निवेदक

____________________ (अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको तर्फबाट अख्तियार प्राप्त व्यक्ति) नामः पदः ठेगानाः टेलिफोनः फ्याक्सः इमेलः मितिः संस्थाको छापः	____________________ (संगठित संस्था अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको तर्फबाट अख्तियार प्राप्त व्यक्ति) नामः पदः ठेगानाः टेलिफोनः फ्याक्सः इमेलः मितिः संस्थाको छापः

अनुसूची-१०

(दफा ९ को उपदफा (२) सँग सम्बन्धित)

प्राप्ति वा ग्रहणको लागि निवेदनसाथ संलग्न गर्नु पर्ने कागजातहरु:

१. प्राप्ति वा ग्रहण गर्नुको कारण तथा कानूनी आधार र सम्झौता वा समझदारी पत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,

२. विद्युत उत्पादन/प्रसारण/वितरण/व्यापार आयोजना वा संरचना प्राप्ति वा ग्रहण पश्चात् स्वामित्व सम्बन्धी व्यवस्थापन सहितको विस्तृत कार्य योजना,

३. नेपाल सरकार वा अन्य निकायसँग भए गरेका परियोजना विकास सम्झौता (पिडिए) लगायतका सम्झौतापत्र भएमा सोको प्रमाणित प्रतिलिपि,

४. निवेदकको सञ्चालक समितिको लगत, पछिल्लो अधिकृत, जारी र चुक्ता पूंजीको विवरण तथा अद्यावधिक शेयर लगतको प्रमाणित प्रतिलिपि,

५. बैंक, वित्तिय संस्था तथा अन्य कुनै व्यक्ति वा संस्थासँगको ऋण लगानी तथा दायित्व बाँकी रहेमा सो सम्बन्धी विवरण तथा सहमति पत्र,

६. प्राप्ति वा ग्रहण पश्चात् गरिने कार्यको विस्तृत कार्ययोजना,

७. प्राप्ति वा ग्रहण मा संलग्न हुने पक्षहरुको कम्पनी दर्ता प्रमाण-पत्र, प्रबन्धपत्र तथा नियमावली (संशोधन सहित), स्थायी लेखा नम्बर दर्ता प्रमाण पत्र, कर चुक्ता प्रमाण पत्रे, संक्षिप्त जानकारी (कम्पनी प्रोफाइल), एवं विद्युत सर्वेक्षण, उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार सम्बन्धी कार्य गर्न प्राप्त अनुमतिपत्र (म्याद थप तथा संशोधन सहित) को प्रमाणित प्रतिलिपि

८. प्राप्ति वा ग्रहण गर्ने संगठित संस्थाको प्राप्ति वा ग्रहण सम्बन्धमा भएको निर्णयको प्रमाणित प्रतिलिपि,

९. निर्देशिकाको दफा १० बमोजिमको मूल्यांकन प्रतिवेदन,

१०. मूल्यांकनकर्ताको सम्बन्धित कार्य अनुभव खुल्ने विवरण, दर्ता प्रमाणपत्र एवं नविकरण तथा कर चुक्ता प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,

११. निवेदकको पछिल्लो आर्थिक वर्षको लेखा परिक्षण प्रतिवेदनको प्रमाणित प्रतिलिपि र वार्षिक प्रतिवेदन,

१२. संचालनमा रहेको आयोजनाको संक्षिप्त विवरण र निर्माणको चरणमा रहेका आयोजनाको हकमा आयोजना निर्माणको प्रगति विवरण, हालसम्म भएको खर्चको विवरण एवं लगानी योजना,

१३. प्राप्ति वा ग्रहण कार्य सम्पन्न गर्न प्रचलित कानून बमोजिम पूरा गर्नुपर्ने प्रकृयाको सूची,

१४. निर्देशिकाको अनुसूची - ११ बमोजिमको स्वघोषणा पत्र,

१५. निवेदनमा हस्ताक्षर गर्ने लगायतका अन्य आवश्यक कार्यहरु गर्नको लागि सम्बन्धित व्यक्तिलाई अख्तियारी प्रदान गरिएको पत्र,

१६. निर्देशिकाको अनुसूची - १२ अनुसारको सेवा शुल्क बुझाएको सक्कल बैंक भौचर/रसिद ।

अनुसूची-११

श्री विद्युत नियमन आयोग समक्ष पेश गरेको स्वघोषणा

यस निर्देशिका बमोजिम ( ) गाभिन, ( ) आपसमा मिल्न, ( ) शेयर खरिद बिक्री गर्न, ( ) आयोजना / संरचनाको खरिद बिक्री (सेल अफ प्लान्ट) वा हस्तान्तरण गर्न, ( ) प्राप्ति वा ग्रहण गर्ने क्रममा सम्बद्ध आयोजना / संरचनासँग सम्बन्धित कुनै ऋण, धन लगायतका दायित्व बाँकी रहेमा, सिर्जना भएमा तथा पूँजीगत लाभकर लगायतका कर / राजस्व तिर्नुपर्ने देखिएमा प्रचलित कानून बमोजिम सम्बन्धित निकायमा बुझाउन हामी सहमत भएको स्वघोषणा गर्दछौं । कुनै पनि कारणबाट यस स्वघोषणा बमोजिम नभएको प्रमाणित भएको खण्डमा कानून बमोजिम कारवाही भएमा हाम्रो मञ्जुरी छ ।

निवेदकको तर्फबाट

दस्तखतः

नामः

ठेगानाः

संलग्न व्यक्ति / संगठित संस्थाको तर्फबाट

(१)

दस्तखतः

नामः

ठेगानाः

(२) ....

इति संवत .... साल .... महिना ....गते रोज .... शुभम् ।

अनुसूची-१२

(दफा ११ सँग सम्बन्धित)

<u>नियमावलीको नियम १७ को उपनियम (१) को खण्ड (घ) बमोजिमको सेवा शुल्कः</u>

१) **दश करोड रुपैंया सम्मको आधार मूल्यको लागिः** रु. १,००,०००/- (एक लाख रुपैंया)

२) **दश करोड रुपैंया भन्दा माथी प्रत्येक दश करोड सम्मको लागिः** रु. ५०,०००/- (पचास हजार रुपैंया)

उदाहरणः

(क) **दश करोड रुपैंया आधार मूल्यको लागिः** रु. १,००,०००/- (एक लाख रुपैंया)

(ख) **पच्चीस करोड पचास लाख पाँच हजार पाँच सय रुपैंया आधार मूल्यको लागिः**

पहिलो दश करोडको लागि शुल्क :	रु. १,००,०००/-
दोश्रो दश करोडको लागि शुल्क :	रु. ५०,०००/-
बाँकी पाँच करोड पचास लाख पाँच हजार पाँच सयको लागि शुल्क :	रु. ५०,०००
	रु. २,००,०००/- (दुई लाख रुपैंया)

स्पष्टिकरणः आधार मूल्य भन्नाले:-

(१) आपसमा गाभिने र आपसमा मिल्ने कार्यको हकमा संलग्न हुने पक्षहरुको चुक्ता पूंजीको योगलाई जनाउँदछ ।

(२) शेयर खरिद, संरचना / आयोजनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण र प्राप्ति वा ग्रहणको हकमा निवेदकको पछिल्लो कूल चुक्ता पूंजी वा शेयर संरचना परिवर्तन हुने भएमा सो पश्चात् कायम गरिने कूल चुक्ता पूंजी मध्ये जुन बढी हुन्छ सोलाई जनाउँदछ ।

अनुसूची ३.५: विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८

विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८

(आयोगबाट स्वीकृत मिति : २०७८ । ०६ । ०७)

प्रस्तावनाः विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ को नियम ४५ बमोजिम विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार गर्न अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासन गर्न यस आयोगबाट पूर्वस्वीकृति लिनुपर्ने व्यवस्थालाई स्पष्ट, पारदर्शी तथा प्रभावकारी रुपमा कार्यान्वयन गर्न वाञ्छनीय भएकोले विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा ४३ ले दिएको अधिकार प्रयोग गरी आयोगले यो निर्देशिका बनाई लागु गरेको छ ।

परिच्छेद-१

प्रारम्भिक

१. संक्षिप्त नाम र प्रारम्भः

(क) यस निर्देशिकाको नाम "विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७८" रहेको छ ।

(ख) यो निर्देशिका अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीको हकमा लागु हुनेछ ।

(ग) यो निर्देशिका तत्काल लागु हुनेछ ।

२. परिभाषाः विषय वा प्रसङ्गले अर्को अर्थ नलागेमा यस निर्देशिकामाः-

(क) "**अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनी**" भन्नाले विद्युतको उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापार गर्न प्रचलित कानुनबमोजिम अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनी वा संस्था सम्झनु पर्छ,

(ख) "**संस्थापक शेयरधनी**" भन्नाले अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको समयसम्ममा शेयर ग्रहण गरेको व्यक्ति वा संस्था सम्झनु पर्छ । सो शब्दले संस्थापक शेयर धनिबाट शेयर खरिद वा हस्तान्तरण गरी लिने व्यक्ति समेतलाई जनाउँछ,

(ग) "**आयोग**" भन्नाले ऐनको दफा २ को खण्ड (ग) बमोजिमको विद्युत नियमन आयोग सम्झनु पर्छ,

(घ) "**आर्थिक वर्ष**" भन्नाले श्रावण एक गतेदेखि आषाढ मसान्तसम्मको अवधि सम्झनु पर्छ,

(ङ) "**आयोजना**" भन्नाले अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीको स्वामित्वमा रहेको विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापारसँग सम्बन्धित भौतिक पूर्वाधार तथा संरचना सम्झनु पर्छ र सो शब्दले आयोजनाको सम्पूर्ण चल, अचल सम्पत्ति तथा दायित्व र आयोजनाको सम्पूर्ण प्रतिवेदन लगायतको आयोजनासँग सम्बन्धित विवरणसमेतलाई जनाउँछ,

(च) "**ऐन**" भन्नाले विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ सम्झनु पर्छ,

(छ) "**खुद सम्पत्ति**" (नेट वर्थ) भन्नाले अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीको वासलातमा रहने सम्पत्तिको कुल जोडमा बाह्य दायित्वलाई घटाई कायम हुन आउने रकम सम्झनु पर्छ,

(ज) "**नियमावली**" भन्नाले विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ सम्झनु पर्छ,

(झ) "**वित्तीय व्यवस्थापन**" भन्नाले अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनी र बैंक तथा वित्तीय संस्थाबिच आयोजना निर्माणका लागि ऋण लगानी गर्न भएको सम्झौता सम्झनु पर्छ,

(ञ) "**साधारण शेयरधनी**" भन्नाले संस्थापक शेयरधनी बाहेकका सार्वजनिक निष्काशनबाट शेयर ग्रहण गरेका व्यक्तिलाई सम्झनु पर्दछ। सो शब्दले धितोपत्र बजारमा शेयर शेयर खरिद गर्ने व्यक्ति समेतलाई जनाउँछ,

(**ट**) "**शेयरको सार्वजनिक निष्कासन**" भन्नाले शेयरको प्रारम्भिक निष्कासन वा हकप्रद शेयर निष्कासन वा शेयरको थप सार्वजनिक निष्कासन वा बिक्री प्रस्ताव मार्फत गरिएको शेयर बिक्री समेतलाई सम्झनु पर्छ।

परिच्छेद-२

शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्व स्वीकृतिसम्बन्धी व्यवस्था

३. शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति लिनुपर्नेः

(१) अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले शेयरको सार्वजनिक निष्कासन गर्न आयोगबाट पूर्व स्वीकृति लिनु पर्नेछ।

(२) उपदफा (१) बमोजिम पूर्व स्वीकृति लिनुपर्दा शेयरको सार्वजनिक निष्कासन तथा सो निष्कासनबाट प्राप्त हुने कुल रकमको उपयोगको सम्बन्धमा स्पष्ट वित्तीय योजना सञ्चालक समिति तथा साधारण सभाबाट पारित गरेको हुनु पर्नेछ।

(३) सञ्चालक समितिले हकप्रद शेयर निष्काशनसम्बन्धी प्रस्ताव आयोगको सहमति लिई साधारणसभामा पेस गरेको हुनु पर्नेछ।

(४) नेपाल स्टक एक्सचेन्जमा सूचीकृत भएको शेयर खरिद बिक्री गर्न आयोगबाट पूर्व स्वीकृति लिनुपर्ने छैन।

४. शेयरको प्रारम्भिक निष्कासनः

(१) अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले निर्माणाधीन आयोजना वा संचालनमा रहेका आयोजनाको लागि शेयरको प्रारम्भिक निष्कासन गर्न पूर्व स्वीकृतिको लागि आयोग समक्ष निवेदन दिनु पर्नेछ।

(२) उपदफा (१) बमोजिम शेयरको प्रारम्भिक निष्कासनको पूर्व स्वीकृतिको लागि अनुसूची १ बमोजिमको ढाँचामा निवेदन तथा अनुसूची २, अनुसूची ७ (क), ७ (ख), ८ (क), ८ (ख) र ८ (ग) बमोजिमको विवरण तथा कागजात एक प्रति प्रमाणित र पाँच प्रति प्रतिलिपि संलग्न गरी अनुसूची ६ बमोजिमको सेवा शुल्क बुझाएको बैंक भौचरसहितको निवेदन पेस गर्नु पर्नेछ।

(३) उपदफा (१) बमोजिमको निवेदनसँग पछिल्लो तीन आर्थिक वर्षको लेखापरीक्षण भएको वित्तीय विवरण, चालु आर्थिक वर्षको अपरिष्कृत वित्तीय विवरण, प्रस्तावित शेयर निष्कासनबाट प्राप्त हुने रकम लगायतका विवरण समावेश गरी तयार पारिएको आगामी पाँच आर्थिक वर्षको तालिकाबद्ध गरिएको वित्तीय विवरणको प्रक्षेपण तथा सम्पादन गरिने कार्यहरुको विवरण एवं कार्यतालिका र सो प्रक्षेपणका लागि लिइएको आधार तथा

मान्यतासहितको विवरण प्रचलित कानुनबमोजिम लेखा व्यावसाय गर्न अनुमति प्राप्त व्यक्तिबाट प्रमाणित गराई आयोगसमक्ष पेस गर्नु पर्नेछ ।

(४) आयोजना प्रभावित क्षेत्रका बासिन्दाको लागि छुट्याइएको शेयर र अन्य कुनै विषयमा सहमति भए सो सहमतिसमेत आयोगसमक्ष पेस गर्नु पर्नेछ ।

(५) निवेदन पेस गर्ने कम्पनीले देहायबमोजिमको सर्त पूरा गरेको हुनु पर्नेछः-

(क) कम्पनीमा साबिकका शेयरधनीको लागि जारी भएको शेयर बापतको रकम शत प्रतिशत चुक्ता भएको हुनु पर्नेछ ।

(ख) आयोजना प्रभावित क्षेत्रका बासिन्दाका लागि छुट्याइएको शेयरको सम्बन्धमा कम्पनीको सञ्चालक समितिमा निर्णय भएको र साधारण सभाबाट पारित भएको हुनु पर्नेछ ।

(ग) निर्माणको चरणमा रहेका आयोजनाको हकमा (प्रसारण लाइनसमेत) निर्माण कार्यको भौतिक र वित्तीय प्रगतिख कम्तीमा पचास प्रतिशत सम्पन्न भएको हुनु पर्नेछ। सोको प्रमाणिकरण बैंक तथा वित्तीय संस्थाको परामर्शदाता समेतबाट भएको हुनु पर्नेछ। यस्तो आयोजना सम्पन्न भएपछि आयोजनाबाट उत्पादित विद्युत राष्ट्रिय प्रसारण लाइनसम्म जोड्नका लागि आवश्यक पूर्वाधारको प्रत्याभूति समेत भएको हुनु पर्नेछ ।

तर, शेयरधनीको अग्रिम लगानी रकम नेपाल सरकार वा सरकारको सम्बन्धित निकायबाट सुरक्षित हुने प्रत्याभूति भएको अवस्थामा कबुल गरिएको कुल शेयरको अधिकतम दश प्रतिशतसम्म अग्रिम भुक्तानी लिने गरी शेयर निष्कासन गर्न बाधा पर्ने छैन ।

(६) सञ्चालनमा रहेका आयोजनाको हकमा निर्माणकार्य सम्पन्न हुँदा बैंक तथा वित्तीय संस्था र स्वलगानीबाट लगानी भएको रकम (सार्वजनिक निष्काशन समेत) र निर्माणाधिन आयोजनाको हकमा बैंक तथा वित्तीय संस्था र स्वलगानीबाट लगानी गरेको/हुने रकम (सार्वजनिक निष्काशन समेत) समेतको आधारमा आयोजनाको कुल लागत पेश गर्नु पर्नेछ ।

(७) उपदफा (६) बमोजिमको कुल लागतमा स्वलगानीको अंश तीस प्रतिशत वा सोभन्दा कम भएको अवस्थामा शेयरको निष्काशन पश्चात् कायम हुने कुल चुक्ता पूँजीको अधिकतम उनन्चास प्रतिशतसम्मको पूँजीका लागि शेयरको प्रारम्भिक निष्काशन गर्न पूर्व स्वीकृति प्रदान गर्न सकिनेछ ।

(८) उपदफा (६) बमोजिमको कुल लागतमा स्वलगानीको अंश तीस प्रतिशत भन्दा वढी र चालिस प्रतिशतसम्म भएको अवस्थामा शेयरको निष्काशन पश्चात् कायम हुने कुल चुक्ता पूँजीको चालिस प्रतिशतसम्म र कुल लागतमा स्वलगानीको अंश चालिस प्रतिशत भन्दा वढी भएमा तीस प्रतिशतसम्म पूँजीका लागि मात्र शेयरको प्रारम्भिक निष्काशन गर्न पूर्व स्वीकृति प्रदान गर्न सकिनेछ ।

५. आयोजना निर्माणको लागि हकप्रद शेयरको सार्वजनिक निष्कासन:

(१) अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले आफु मुख्य कम्पनीको हैसियतमा एकाउन्न प्रतिशत वा सो भन्दा बढी शेयर रहने गरी आफ्नो मातहतको आयोजनामा वा आफ्नो सहायक कम्पनीको आयोजनामा वा नयाँ सहायक कम्पनी स्थापना गरी आयोजना निर्माणको लागि संस्थागत लगानी गर्न हकप्रद शेयर निष्काशन गर्न सक्नेछ ।

(२) उपदफा (१) बमोजिम आफु मुख्य कम्पनीको हैसियत हुने बाहेकका अन्य अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले निर्माण गरिरहेको वा गर्न गईरहेको आयोजनामा पचास प्रतिशत भन्दा कम शेयर लगानी गर्ने प्रयोजनका लागि हकप्रद शेयरको निष्काशन गर्न सक्नेछ। यसरी शेयर निष्काशन गर्दा उक्त आयोजना निर्माणको भौतिक प्रगति पच्चिस प्रतिशत भन्दा बढी भएको हुनु पर्नेछ ।

(३) उपदफा (१) र (२) बमोजिम आयोजनाको लागि आवश्यक पर्ने लगानी रकम स्पष्ट खुलाई पेश गर्नु पर्नेछ ।

(४) उपदफा (१) र (२) बमोजिम हकप्रद शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृतिको लागि अनुसूची १ बमोजिमको ढाँचामा निवेदन तथा अनुसूची ३, अनुसूची ७ (क), ७ (ख), ८ (क), ८ (ख) र ८ (ग) बमोजिमको विवरण तथा कागजात एक प्रति प्रमाणित र पाँच प्रति प्रतिलिपि संलग्न गरी अनुसूची ६ बमोजिमको सेवा शुल्क बुझाएको बैंक भौचरसहितको निवेदन आयोगसमक्ष पेस गर्नु पर्नेछ ।

(५) यस दफाबमोजिम हकप्रद शेयरको निष्कासनको लागि निवेदन दिंदा सहायक कम्पनीमा रहने मुख्य कम्पनी र अन्य शेयरधनीको कति कति प्रतिशत शेयर कायम रहने हो सोको विवरण पेश गर्नु पर्नेछ ।

(६) उपदफा (४) बमोजिम निवेदन पेस गर्दा मुख्य कम्पनी र सहायक कम्पनीले देहाय बमोजिमको शर्त पूरा गरेको र लागु भएको हुनु पर्नेछः

(क) मुख्य कम्पनीले आफ्नो आयोजनाको विद्युतको व्यापारिक उत्पादन शुरु गरेको हुनु पर्नेछ ।

(ख) मुख्य कम्पनीले सहायक कम्पनीको चुक्ता पूँजीको एकाउन्न प्रतिशत वा सोभन्दा बढी अंश ग्रहण गरेको हुनु पर्नेछ ।

(ग) आयोजनाको विद्युत खरिदबिक्री सम्झौता सम्पन्न भएको हुनु पर्नेछ ।

(घ) आयोजना निर्माणको लागि वित्तीय व्यवस्थापन सम्पन्न भएको हुनु पर्नेछ ।

(ङ) आयोजनाको विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्र प्राप्त भएको हुनु पर्नेछ ।

(च) मुख्य कम्पनी नेपालको धितोपत्र बजारमा सूचिकृत भएको कम्पनी हुनु पर्नेछ ।

(७) उपदफा (१) बमोजिम हकप्रद शेयर निष्काशन गर्दा बढीमा १:२ को अनुपात भन्दा बढी नहुने गरी निष्काशन गर्न पाइनेछ ।

(८) उपदफा (२) को हकमा भने बढीमा १:१ अनुपात भन्दा बढी नहुने गरी निष्काशन गर्न पाइनेछ ।

(९) उपदफा (७) र (८) बमोजिम शेयर निष्काशन गर्दा अघिल्लो पटक निष्काशन गरिएको हकप्रद शेयरको रकम आयोजना निर्माणमा खर्च भईसकेको हुनु पर्नेछ ।

(१०) उपदफा (५) र उपदफा (९) बमोजिमका विवरणहरु हकप्रद शेयरको सार्वजनिक निष्कासन गर्दा सार्वजनिक जानकारीका लागि प्रकाशन गर्नु पर्नेछ ।

(११) यस दफा बमोजिम हकप्रद शेयरको निष्कासन गर्दा प्रथम चरणमा निश्चित समय तोकी संस्थापक शेयरधनीका लागि शेयर निष्कासन गर्नु पर्नेछ ।

(१२) उपदफा (७) र (८) बमोजिम संस्थापक शेयरधनीले चुक्ता गर्नुपर्ने कुल रकम र सो रकम चुक्ता गरे नगरेको व्यहोरा खुलाईएको विवरण समेत प्रकाशन गरी दोस्रो चरणमा सर्वसाधारणको लागि हकप्रद शेयरको निष्कासन गर्नु पर्नेछ ।

स्पष्टिकरणः यस दफाको प्रयोजनको लागिः-

(क) मुख्य कम्पनी भन्नाले अर्को कम्पनीको चुक्ता पूँजीको एकाउन्न प्रतिशत वा सो भन्दा बढी शेयर ग्रहण गरेको वा गर्न गइरहेको कम्पनी सम्झनु पर्छ ।

(ख) कुनै कम्पनीको चुक्ता पूँजीको पचास प्रतिशतभन्दा बढी शेयर अर्को कम्पनीले ग्रहण गरेको भएमा सो शेयर जारी गरेको कम्पनीसमेतलाई सहायक कम्पनी सम्झनु पर्छ ।

६. निर्माणाधीन आयोजनाकोलागि हकप्रद शेयर निष्कासनः

(१) अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले प्रारम्भिक शेयर निष्काशन गरे पश्चात् विभिन्न कारणले आयोजनाको निर्माण सम्पन्न हुन नसकेको अवस्थामा आयोजनाको बाँकी निर्माण कार्य सम्पन्न गर्ने प्रयोजनका लागि हकप्रद शेयर निष्कासन गर्न अनुसूची १ बमोजिमको ढाँचामा निवेदन तथा अनुसूची ४, अनुसूची ७ (क), ७ (ख), ८ (क), ८ (ख) र ८ (ग) बमोजिमको विवरण तथा कागजात एक प्रति प्रमाणित र पाँच प्रति प्रतिलिपि संलग्न गरी अनुसूची ६ बमोजिमको सेवा शुल्क बुझाएको बैंक भौचरसहितको निवेदन आयोगसमक्ष पेस गर्नु पर्नेछ ।

(२) आयोजना निर्माणको लागत काबुबाहिरको परिस्थितिका कारणले बढ्न गएको अवस्था हुनु पर्नेछ ।

(३) उपदफा (२) बमोजिम निर्माण लागत बढ्न गएमा स्वलगानीको भागमा हुन आउने रकमको लागि हकप्रद शेयर निष्काशन गर्न सक्नेछ ।

(४) उपदफा (१) बमोजिमको निवेदन पेस गर्ने कम्पनीले देहायबमोजिमको सर्त पूरा गरेको हुनु पर्नेछः

(क) आयोजनाको भौतिक प्रगति कम्तीमा असी प्रतिशत हासिल भएको हुनु पर्नेछ ।

(ख) निर्माण सम्पन्न गर्न आवश्यक रहेको पूँजीगत लगानीको सम्बन्धमा स्पष्ट वित्तीय एवं तालिकाबद्ध कार्ययोजना सञ्चालक समिति तथा साधारण सभाबाट पारित गरिएको हुनु पर्नेछ ।

(ग) कम्पनीले आयोजना निर्माणका लागि ऋण लिएको बैंक तथा वित्तीय संस्थाबाट हकप्रद शेयर निष्कासन सम्बन्धमा सहमति लिएको हुनु पर्नेछ ।

(५) हकप्रद शेयरको निष्कासन गर्दा प्रथम चरणमा निश्चित समय तोकी संस्थापक शेयरधनीका लागि शेयर निष्कासन गर्नु पर्नेछ ।

(६) उपदफा (५) बमोजिम संस्थापक शेयरधनीले चुक्ता गर्नु पर्ने कुल रकम र सो रकम चुक्ता गरे नगरेको व्यहोरा खुलाईएको विवरण समेत प्रकाशन गरी दोस्रो चरणमा सर्वसाधारणको लागि हकप्रद शेयरको निष्कासन गर्नु पर्नेछ ।

स्पष्टिकरणः यस दफा प्रयोजनका लागी काबुबाहिरको परिस्थिती भन्नालेः

क) दैवि प्रकोप एवं प्राकृतिक विपत्ती,

ख) कुनै महामारी रोग फैलिएको अवस्था,

ग) लडाई, आन्तरिक बिद्रोह, बन्द, हड्ताल, नाकाबन्दी र यस्तै कारणले उत्पन्न विध्वंसात्मक कार्य,

घ) (क) देखि (ग) जस्ता कारणले श्रमिक, मालसामान वा सेवा उपलब्ध हुन नसकी आयोजना निर्माण, परिक्षण वा सञ्चालन गर्न नसकेमा ।

७. अन्य प्रयोजनको लागि शेयरको सार्वजनिक निष्कासनः

(१) दफा ४, ५ र ६ मा तोकिएबमोजिम बाहेक अन्य प्रयोजनका लागि थप पूँजीको आवश्यकता पर्दा अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्व स्वीकृतिको लागि अनुसूची १ बमोजिमको ढाँचामा निवेदन तथा अनुसूची ५, अनुसूची ७ (क), ७ (ख), ८ (क), ८ (ख) र ८ (ग) बमोजिमको विवरण तथा कागजात एक प्रति प्रमाणित र पाँच प्रति प्रतिलिपि संलग्न गरी अनुसूची ६ को सेवा शुल्क बुझाएको बैंक भौचरसहितको निवेदन आयोगसमक्ष पेस गर्नु पर्नेछ ।

(२) कम्पनीले यस दफाबमोजिम निवेदन पेस गर्दा प्रस्तावित शेयर निष्कासनको आवश्यकता र औचित्य पुष्टि हुने आधार आयोगसमक्ष पेश गर्नु पर्नेछ ।

(३) शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको प्रकार तथा सो निष्कासनबाट प्राप्त हुने कुल रकमको उपयोगको सम्बन्धमा स्पष्ट वित्तीय एवं तालिकाबद्ध कार्ययोजना सञ्चालक समिति तथा साधारण सभाबाट पारित गरेको हुनु पर्नेछ ।

(४) उपदफा (१) बमोजिम निवेदन दिँदाको बखत कायम रहेको चुक्ता पूँजीको बढीमा १ : १ अनुपात भन्दा बढी नहुने गरी हकप्रद शेयरको निष्काशन गर्न सकिनेछ ।

(५) उपदफा (४) बमोजिम हकप्रद शेयरको निष्कासन गर्दा प्रथम चरणमा निश्चित समय तोकी संस्थापक शेयरधनीका लागि शेयर निष्कासन गर्नु पर्नेछ ।

(६) उपदफा (४) बमोजिम संस्थापक शेयरधनीले चुक्ता गर्नु पर्ने कुल रकम र सो रकम चुक्ता गरे नगरेको व्यहोरा खुलाईएको विवरण समेत प्रकाशन गरी दोस्रो चरणमा सर्वसाधारणको लागि हकप्रद शेयरको निष्कासन गर्नु पर्नेछ ।

८. निवेदनउपर जाँचबुझ गर्ने:

(१) प्राप्त भएको निवेदन, कागजात तथा विवरणउपर आयोगले आवश्यक जाँचबुझ गर्नेछ ।

(२) पेस गरेको विवरण अपुग देखिएमा वा अन्य कागजात तथा विवरण आवश्यक ठानेमा आयोगले थप विवरण वा कागजात माग गर्न सक्नेछ ।

(३) उपदफा (२) बमोजिम माग भएका सम्पूर्ण कागजात तथा विवरण प्राप्त भएको मितिलाई रितपूर्वक निवेदन प्राप्त भएको मिति मानिनेछ ।

९. निवेदन उपर निर्णय: रितपूर्वक निवेदन प्राप्त भए पश्चात् आयोगले शेयरको सार्वजनिक निष्काशनको पूर्वस्वीकृति सम्बन्धमा निर्णय गर्नेछ ।

परिच्छेद ३

विविध

१०. धितोपत्र बजारमा शेयरको खरिदबिक्री:

(१) साधारण शेयरधनीले आफ्नो शेयर प्रचलित कानुन बमोजिम धितोपत्र बजारमा खरिदबिक्री गर्न सक्नेछन् ।

(२) संस्थापक शेयरधनीले आफ्नो शेयर यस निर्देशिकाको अधिनमा रही प्रचलित कानुन बमोजिम धितोपत्र बजारमा खरिदबिक्री गर्न सक्नेछन् ।

११. संगठित संस्थाको शेयरको खरिदबिक्रीः सूचिकृत कम्पनीको संस्थापक[19]* शेयरधनी मध्ये कुनै शेयरधनी संगठित संस्था भएमा त्यस्तो संगठित संस्थाले आफुसँग रहेको शेयर खरिदबिक्री गर्नु पर्दा पन्ध्र दिन अगावै सोको विवरण सर्वसाधारणको जानकारीको लागि सार्वजनिक गरी आयोगमा जानकारी समेत दिनु पर्नेछ ।

स्पष्टिकरणः *यस दफाको प्रयोजनका लागि संगठित संस्था भन्नाले प्रचलित कानुन बमोजिम स्थापना वा दर्ता भएको कम्पनी वा संस्थान वा निगम जस्ता कानुनी व्यक्ति सम्झनु पर्छ ।*

१२. बोनस शेयरः

(१) शेयर संरचनामा पाँच प्रतिशतभन्दा बढी परिवर्तन हुने भएमा आयोगको पूर्व स्वीकृति लिनु पर्नेछ ।

(२) कम्पनीले शेयरधनीलाई बोनस शेयर प्रदान गर्दा आयोगमा जानकारी दिनु पर्नेछ ।

(३) उपदफा (१) बमोजिम बोनस शेयर प्रदान गर्दा सो वापत प्राप्त हुने पूँजीको लगानी विवरण आयोग समक्ष पेस गर्नु पर्नेछ ।

१३. प्रत्याभूती गर्नुपर्नेः शेयरको सार्वजनिक निष्काशन गर्दा निष्काशन गरिने शेयरको प्रचलित कानुन बमोजिम अधिकारप्राप्त निकायबाट प्रत्याभूती (अण्डरराइटिङ्ग) गरिएको हुनु पर्नेछ । यसरी प्रत्याभूतकर्ताले ग्रहण गरेको शेयर धितोपत्र बजारमा खरिदबिक्री गर्न सकिनेछ ।

१४. बिमा र मर्मत संभार कोष सम्बन्धी व्यवस्थाः आयोजना एवं आयोजनासम्बन्धी विभिन्न पक्षहरुको बिमा गरिएको हुनुपर्नेछ । साथै आयोजनाको मर्मत संभार कोषको समेत व्यवस्था गरिएको हुनु पर्नेछ ।

१५. कम्पनी तथा आयोजनाले पेस गर्नुपर्ने विवरणः (१) अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले अनुसूची ७ (क) र ८ (क) बमोजिमको विवरण प्रत्येक आर्थिक वर्ष समाप्त भएको मितिले तीन महिनाभित्र आयोग समक्ष पेश गर्नु पर्नेछख ।

(२) अनुसूची ७ (ख), ८ (ख) र ८ (ग) बमोजिमको विवरण त्रैमासिक समाप्त भएको मितिले एक महिनाभित्र आयोग समक्ष पेश गर्नु पर्नेछ ।

१६. सार्वजनिक गर्नुपर्ने विवरणः

(१) अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले शेयरको सार्वजनिक निष्कासन गर्दा प्रकाशन गरिने विवरणपत्रमा धितोपत्रसम्बन्धी प्रचलित कानुन बमोजिमका विवरणको अतिरिक्त देहाय बमोजिमको विवरण समेत समाबेश गर्नु पर्नेछः

(क) निर्माणाधीन जलविद्युत आयोजनाको हकमा विद्युत खरिदबिक्री सम्झौतामा समाबेश भए अनुरुप बिक्री हुने विद्युत ऊर्जाको मासिक परिमाण, बिक्री दर र सो अनुसारको आय विवरण उल्लेख भएको बाह्रै महिनाको तालिका ।

(ख) विद्युत उत्पादन शुरु भईसकेका आयोजनाको हकमा माथि खण्ड (क) को तालिका र गत आर्थिक वर्ष र चालु आर्थिक वर्षमा बिक्री भएको विद्युत ऊर्जाको मासिक परिमाण, बिक्री दर एवं विद्युत खरिदकर्ताले भुक्तानी गरेको रकम समेत उल्लेख भएको बाह्रै महिनाको तालिका ।

[19] "संस्थापक" शब्द थप गरी त्रुटी सच्याइएको ।

(ग) कम्पनीले संचालन गरेका र स्वामित्वमा रहेका सबै आयोजनाको विवरण, अनुमतिपत्रको बाँकी अवधी, ऋण लिएको समय र रकम, सो भुक्तानी गर्ने अवधि ।

(घ) खण्ड (ग) बमोजिमका आयोजनाको ऋण र स्वलगानी समेतको कुल लागत रकम, विगत प्रत्येक वर्षको आम्दानी, संचालन खर्चको विवरण तथा मुनाफा वा नोक्सानीको स्थिति ।

(ङ) विद्युत ऐन, २०४९ बमोजिम साविक रोयल्टीमा वृद्धि लागु हुने मिति र प्रतिशत ।

(च) प्रचलित कानुन बमोजिम आयोजनाले प्राप्त गर्ने आयकर लगायतका कर छुट सम्बन्धी विवरण र सो छुट हुने बाँकी अवधी ।

(छ) आयोजना प्रभावित स्थानीयले प्राप्त गरेको/गर्ने शेयर सङ्ख्या र संस्थापक शेयर मध्ये सूचीकरण हुने शेयर सङ्ख्या एवं सूचीकरण हुने मिति समेतको विवरण ।

(ज) शेयरको प्रारम्भिक निष्काशनका बखतसम्मका शेयरधनीको कुल शेयर सङ्ख्या एवं रकम, सञ्चालक सदस्यको नाम, शेयरधनीको रुपमा रहेका संगठित संस्था भए सोको नाम एवं ग्रहण गरेको शेयर सङ्ख्या र रकम समेतको विवरण ।

(२) अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले सञ्चालनमा रहेका आयोजनाको हकमा अनुसूची ७ (क) र ७ (ख) बमोजिमको साथै निर्माणाधिन आयोजनाको हकमा अनुसूची ८ (क), ८ (ख) र ८ (ग) बमोजिमको विवरण त्रैमासिक र वार्षिक रुपमा सर्वसाधारणको जानकारीका लागि प्रकाशन गर्नु पर्नेछ ।

१७. आदेश र निर्देशन जारी गर्नेः आयोगले ऐन, नियमावली बमोजिम शेयरको सार्वजनिक निष्कासनसम्बन्धी व्यवस्था कार्यान्वयन गर्न र यस निर्देशिका बमोजिम निर्दीष्ट गरिएको विषय सम्पादन गर्न समय समयमा आदेश, निर्देशन वा परिपत्र जारी गर्न सक्नेछ ।

१८. मापदण्ड, संहिता तथा संस्थागत सुशासनः अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले आयोगबाट समय समयमा जारी भएको मापदण्ड, संहिता तथा संस्थागत सुशासन सम्बन्धी निर्देशन पालना गर्नु पर्नेछ ।

१९. अन्य कानूनी व्यवस्थाः शेयरको सार्वजनिक निष्कासनका सम्बन्धमा यस निर्देशिकामा लेखिएको कुरा यसै निर्देशिका बमोजिम र अन्य व्यवस्था प्रचलित कानुन बमोजिम हुनेछ ।

२०. बाधा अड्काऊ फुकाऊनेः यस निर्देशिका बमोजिम कार्यसम्पादन गर्न कुनै बाधा अड्काऊ उत्पन्न भएमा आयोगको निर्णयबाट सो बाधा अड्काऊ फुकाऊन सकिनेछ । यसरी आयोगबाट भएको बाधा अड्काऊ फुकाऊको निर्णय सार्वजनिक गरिनेछ ।

२१. खारेजी र बचाउः

(१) “विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७६” खारेज गरिएको छ ।

(२) “विद्युतसम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनसम्बन्धी निर्देशिका, २०७६” बमोजिम भए गरेका काम कारबाही यसै निर्देशिका बमोजिम भए गरेको मानिनेछ ।

अनुसूची १

(दफा ४, ५, ६ र ७ सँग सम्बन्धित)

शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्व स्वीकृतिसम्बन्धी निवेदनको ढाँचा

मितिः ....

श्री विद्युत नियमन आयोग,

.........., काठमाण्डौं ।

विषयः शेयरको .... सार्वजनिक निष्कासन सम्बन्धी पूर्व स्वीकृति पाउँ भन्ने बारे ।

उपरोक्त विषयमा नेपालको प्रचलित कानुनबमोजिम विद्युतको उत्पादन/प्रसारण/वितरण/व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनी ....ले शेयरको .... सार्वजनिक निष्कासनको पूर्व स्वीकृति पाउँ भनी देहाय बमोजिमको विवरणसहित निवेदन पेश गर्दछौं :

१. अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीको विवरण

कम्पनीको नाम र ठेगानाः
कम्पनीको दर्ता नम्बरः
उद्योग दर्ता नम्बरः
स्थायी लेखा नम्बरः

२. विगतमा गरिएका शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको विवरण

पछिल्लो शेयरको सार्वजनिक निष्कासन गरेको मितिः
साधारणको लागि निष्कासन गरिएको शेयर सङ्ख्या तथा रकमः
आयोजना प्रभावित क्षेत्रका बासिन्दाको लागि निष्कासन गरिएको शेयर सङ्ख्या तथा रकमः
हाल कायम रहेको संस्थापक शेयरधनीको सङ्ख्या, शेयर सङ्ख्या तथा रकमः
कूल शेयर सङ्ख्या तथा रकमः

३. प्रस्तावित शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको विवरण

सार्वजनिक निष्कासन गरिने शेयरको सङ्ख्या तथा रकमः
कर्मचारी/कामदारका लागि निष्कासन गरिने शेयर सङ्ख्या तथा रकमः
म्यूचुअल फण्डका लागि निष्कासन गरिने शेयर सङ्ख्या तथा रकमः
आयोजना प्रभावित क्षेत्रका बासिन्दाको लागि निष्कासन गरिने शेयर सङ्ख्या तथा रकमः

४. कम्पनीको पूँजी

साबिकको:

कम्पनीको अधिकृत पूँजी:

कम्पनीको जारी पूँजी:

कम्पनीको चुक्ता पूँजी:

संस्थापक शेयरधनीबाट चुक्ता भएको पूँजी:

साधारण शेयरधनीबाट चुक्ता भएको पूँजी:

सार्वजनिक निष्काशन पश्चात्को:

कम्पनीको अधिकृत पूँजी:

कम्पनीको जारी पूँजी:

कम्पनीको चुक्ता पूँजी:

संस्थापक शेयरधनीबाट चुक्ता भएको पूँजी:

साधारण शेयरधनीबाट चुक्ता भएको पूँजी:

५. आयोजनाको वित्तीय अवस्था

आयोजनाको लागत:

आयोजनामा भएको पूँजीगत खर्च:

स्वलगानीबाट भएको:

ऋणबाट भएको:

बैंक वा वित्तीय संस्थासँग ऋणको किस्ता भुक्तानी सुरु हुने/भएको मिति तथा ऋणको अवधि:

हालसम्मको प्रत्येक वर्षको वार्षिक आम्दानी:

हालसम्मको प्रत्येक आ.व.को वार्षिक सञ्चालन तथा व्यवस्थापन खर्च:

हालसम्मको प्रत्येक आ.व.को मुनाफा वा नोक्सानी रकम:

बैंक वा वित्तीय संस्थासँग ऋण सम्झौता भएको मिति तथा ऋण रकम:

ऋण र स्वलगानी बिचको अनुपात:

IRR/ROE/ROA/DSCR/ISCR/Retained Earnings:

६. आयोजनाको विवरण

आयोजनाको नाम र ठेगाना:

अनुमतिपत्र नं.:

जारी गरिएको मिति र अवधि:

अनुमतिपत्र जारी गर्ने निकाय:

(क) विद्युत उत्पादन आयोजनाको हकमा

आयोजनाको जडित क्षमता:

विद्युतीय ऊर्जाको स्रोत (जलविद्युत, सौर्य ऊर्जा, वायु ऊर्जा, थर्मल, प्राकृतिक ग्यास, चुम्बकिय ऊर्जा, गुरुत्वाकर्षण ऊर्जा आदि):

आयोजनाको प्रकार (रन अफ द रिभर, जलाशययुक्त, अर्ध जलाशययुक्त आदि):

विद्युत खरिद सम्झौता सम्पन्न भएको वितरण/व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनी/संस्थाको नाम:

विद्युत खरिद सम्झौता सम्पन्न भएको मिति र सम्झौताको अवधिः
व्यापारिक उत्पादन सुरु गर्नुपर्ने मितिः
व्यापारिक उत्पादन सुरु गरेको मितिः
वार्षिक कूल उर्जाः
सुख्खा यामको ऊर्जाः
वर्षा यामको ऊर्जाः

(ख) विद्युत प्रसारण आयोजनाको हकमा

प्रसारण लाइनको भोल्टेज स्तर (किलोभोल्ट), लम्बाई (किलोमिटर) तथा सर्किट सङ्ख्याः
प्रसारण लाइनका प्रमुख प्रयोगकर्ताको सूची (प्रसारण शुल्क व्यहोर्ने):
विद्युत प्रसारण (व्हिलिङ्ग) सम्झौता सम्पन्न भएको भए सोको मिति र सम्झौताको अवधिः
आयोजना रहेको म.न.पा./उ.म.न.पा./न.पा./गा.पा.: जिल्लाः प्रदेशः
वार्षिक विद्युत प्रसारण (व्हिलिङ्ग) हुने विद्युतको परिमाण (किलोवाट घण्टा):
अधिकतम विद्युत प्रसारण क्षमता (Maximum Transmission Capacity) (मेगावाट):
विद्युत प्रसारणको उपलब्धता (Available Transmission Margin) (मेगावाट):

(ग) विद्युत वितरण आयोजनाको हकमा

उपभोक्ताको बर्गिकरण सहितको सङ्ख्या विवरणः
विद्युत वितरण गरिने जिल्लाः प्रदेशः
खरिद गरिने र बिक्री गर्ने ऊर्जाको वार्षिक परिमाण (किलोवाट घण्टा):
विद्युतको अधिकतम माग (मेगावाट):

(घ) विद्युत व्यापार आयोजनाको हकमा

विद्युत खरिद गरिने संस्थाको नामः
विद्युत पुनः बिक्री गरिने संस्थाको नामः
खरिद बिक्री गर्न पाउने विद्युतको अधिकतम क्षमता (मेगावाट):
खरिद बिक्री गर्न पाउने वार्षिक ऊर्जाको परिमाण (किलोवाट घण्टा):
विद्युत व्यापारको वार्षिक कारोबार रकमः

अधिकार प्राप्त अधिकारीको नामः **कम्पनीको छापः**
दस्तखतः
मितिः
पदः

अनुसूची २

(दफा ४ सँग सम्बन्धित)

शेयरको प्रारम्भिक निष्कासनसम्बन्धी निवेदनको साथ संलग्न गर्नुपर्ने कागजात तथा विवरण:

(क) कम्पनी सञ्चालकको लगत, सञ्चालकको वैयक्तिक विवरण तथा संस्थापक शेयरधनीको शेयर रकम सहितको विवरण ।

(ख) संस्थापक शेयरधनीले लिन कबोल गरेको शेयर चुक्ता भएको कम्पनी रजिष्ट्रारको कार्यालयबाट प्रमाणित शेयर लगत ।

(ग) आयोजना सम्बन्धी विवरण र वित्तीय व्यवस्थापन सम्पन्न भएको कागजात ।

(घ) निर्माणको चरणमा रहेका आयोजनाको हकमा ऋण लगानीकर्ताको प्राविधिक तथा वित्तीय परामर्शदाताबाट प्रमाणित आयोजनाको भौतिक प्रगति कम्तीमा पचास प्रतिशत सम्पन्न भएको विवरण, खर्चको विवरण, प्रसारण लाइनको हालको अवस्था र राष्ट्रिय प्रसारण लाइनसम्म जोड्नका लागि आवश्यक पूर्वाधारको प्रत्याभूतिसम्बन्धी कागजात ।

(ङ) आयोजना निर्माणको लागि प्रचलित कानुनबमोजिम प्राप्त इजाजत, अनुमतिपत्र वा स्वीकृति सम्बन्धी कागजात ।

(च) शेयरको प्रारम्भिक निष्कासन गर्ने सम्बन्धमा अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीको सञ्चालक समिति तथा साधारण सभाको निर्णय ।

(छ) अनुसूची ७ (क), ७ (ख), ८ (क), ८ (ख) र ८ (ग) बमोजिमको विवरण ।

(ज) शेयरको सार्वजनिक निष्कासनबाट प्राप्त पूँजी उपयोगको वित्तीय एवं तालिकाबद्ध कार्ययोजना ।

(झ) पछिल्लो तीन आर्थिक वर्षको लेखापरीक्षण प्रतिबेदन र अनुमतिपत्र प्राप्त चार्टर्ड एकाउन्टेन्ट समेतबाट तयार गरिएको आगामी पाँच आर्थिक वर्षको शेयर निष्कासनबाट प्राप्त पूँजी समेत समावेश गरी तयार पारिएको तालिकाबद्ध कार्ययोजना एवं वित्तीय विवरणको प्रक्षेपण तथा सो प्रक्षेपणका लागि लिइएको आधार तथा मान्यतासहितको विवरण र बिमासम्बन्धी कागजात ।

(ञ) निष्कासन तथा बिक्री प्रबन्धकसंग भएको सम्झौताको प्रतिलिपि ।

(ट) निष्कासन गरिने शेयरको प्रत्याभूति (अण्डरराइट) गरिएको सम्झौताको प्रतिलिपि ।

(ठ) कम्पनीको साख निर्धारण (क्रेडिट रेटिङ्ग) प्रमाणपत्रको प्रतिलिपि ।

(ड) आयोजना प्रभावित क्षेत्रका बासिन्दासँग कुनै किसिमको सहमति भएको भए सो सहमतिको प्रतिलिपि ।

(ढ) कम्पनीको प्रबन्धपत्र र नियमावली (संशोधन भए सो समेत) ।

अनुसूची ३

(दफा ५ सँग सम्बन्धित)

आयोजना निर्माणको लागि हकप्रद शेयर निष्कासनसम्बन्धी निवेदनको साथ संलग्न गर्नुपर्ने कागजात

(क) कम्पनी सञ्चालकको लगत, सञ्चालकको वैयक्तिक विवरण तथा संस्थापक शेयरधनीको शेयर रकम सहितको विवरण ।

(ख) हकप्रद शेयर निष्कासन गर्ने र शेयर लगानी सम्बन्धमा सम्बन्धित कम्पनीको सञ्चालक समिति तथा साधारण सभाको निर्णय ।

(ग) अनुसूची ७ (क), ७ (ख), ८ (क), ८ (ख) र ८ (ग) बमोजिमको विवरण ।

(घ) मुख्य कम्पनी र सम्बन्धित सहायक कम्पनीको अधिकृत पूँजी, जारी पूँजी र चुक्ता पूँजीको विवरण ।

(ङ) मुख्य कम्पनी तथा सहायक कम्पनीको पछिल्लो तीन आर्थिक वर्षको लेखापरीक्षण भएको वित्तीय विवरण ।

(च) सहायक कम्पनीमा मुख्य कम्पनी र अन्य शेयरधनीको कति कति प्रतिशत शेयर कायम रहने हो सोको विवरण ।

(छ) प्रस्तावित आयोजनाको विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्रको प्रतिलिपि ।

(ज) प्रस्तावित आयोजनाको विद्युत खरिदबिक्री सम्झौताको प्रतिलिपि ।

(झ) प्रस्तावित आयोजना निर्माणको लागि गरिएको वित्तीय व्यवस्थापन संझौताको प्रतिलिपि ।

(ञ) निवेदक कम्पनीको साविक आयोजनाको विद्युतको व्यापारिक उत्पादन शुरु भएको मिति र आयोजना सम्बन्धी विवरण ।

(ट) दफा ५ को उपदफा (१) बमोजिम प्रस्तावित आयोजनाको वित्तीय प्रगति कम्तिमा बिस र उपदफा (२) बमोजिमको प्रस्तावित आयोजनाको भौतिक प्रगति पच्चिस प्रतिशत भएको पुष्टी हुने कागजात र बिमासम्बन्धी कागजात समेत ।

(ठ) निष्कासन तथा बिक्री प्रबन्धकसंग गरिएको सम्झौताको विवरण ।

(ड) हकप्रद शेयर निष्कासनको सम्बन्धमा साख निर्धारणको (क्रेडिट रेटिङ्ग) प्रमाणपत्र ।

(ढ) निष्कासन गरिने शेयरको प्रत्याभूति (अण्डरराइट) गरिएको सम्झौताको प्रतिलिपि ।

(ण) कम्पनीको प्रबन्धपत्र र नियमावली (संशोधन भए सो समेत) ।

अनुसूची ४

(दफा ६ सँग सम्बन्धित)

निर्माणाधीन आयोजनाको लागि हकप्रद शेयर निष्कासन सम्बन्धी निवेदनको साथ संलग्न गर्नुपर्ने कागजात

(क) कम्पनी सञ्चालकको लगत, सञ्चालकको वैयक्तिक विवरण तथा संस्थापक शेयरधनीको शेयर रकम सहितको विवरण ।

(ख) काबूबाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भएको प्रमाणित कागजात ।

(ग) हकप्रद शेयर निष्कासन गर्ने प्रस्ताव र निर्माण सम्पन्न गर्न आवश्यक पूँजीगत लगानीको वित्तीय योजना सम्बन्धी प्रस्ताव सञ्चालक समिति तथा साधारण सभाको निर्णय प्रतिलिपि ।

(घ) अनुसूची ७ (क), ७ (ख), ८ (क), ८ (ख) र ८ (ग) बमोजिमको विवरण ।

(ङ) आयोजना सम्बन्धी विवरण, आयोजना निर्माणको भौतिक प्रगति, प्रसारण लाइनको हालको अवस्था र बिमासम्बन्धी कागजात ।

(च) वित्तीय व्यवस्थापन अनुसार नियुक्त प्राविधिक परामर्शदाता (Technical Consultant) तथा वित्तीय परामर्शदाता (Financial Consultant) द्वारा प्रमाणित गरिएको हालसम्मको खर्च विवरण ।

(छ) अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले सम्बन्धित बैंक तथा वित्तीय संस्थाबाट हकप्रद शेयर निष्कासन सम्बन्धमा प्राप्त सहमतिको प्रतिलिपि ।

(ज) आयोजना निर्माणको लागि प्रचलित कानुन बमोजिम प्राप्त इजाजत वा अनुमतिपत्र वा स्वीकृति सम्बन्धी कागजात ।

(झ) पछिल्लो तीन आर्थिक वर्षको लेखापरीक्षण भएको वित्तीय विवरण ।

(ञ) हकप्रद शेयर निष्कासनका लागि निष्कासन तथा बिक्री प्रबन्धक नियुक्त गरिएको सम्झौताको प्रति ।

(ट) आयोजना निर्माणको लागि अन्य वैकल्पिक स्रोतबाट आवश्यक रकम जुटाउन नसकेको आधार ।

(ठ) आयोजनाको लागत बढ्नुको कारणसहित सो प्रमाणित हुने कागजात ।

(ड) निष्कासन गरिने शेयरको प्रत्याभूति (अण्डरराइट) गरिएको सम्झौताको प्रतिलिपि ।

(ढ) हकप्रद शेयर निष्कासनको सम्बन्धमा साख निर्धारण (क्रेडिट रेटिङ्ग) प्रमाणपत्र ।

(ण) कम्पनीको प्रबन्धपत्र र नियमावली (संशोधन भए सो समेत) ।

अनुसूची ५

(दफा ७ सँग सम्बन्धित)

अन्य प्रयोजनको लागि शेयरको सार्वजनिक निष्कासनसम्बन्धी निवेदनको साथ संलग्न गर्नुपर्ने कागजात

(क) कम्पनी सञ्चालकको लगत, सञ्चालकको वैयक्तिक विवरण तथा संस्थापक शेयरधनीको शेयर रकम सहितको विवरण ।

(ख) शेयर निष्कासन गर्ने सम्बन्धमा कम्पनीको सञ्चालक समिति तथा साधारण सभाको निर्णय ।

(ग) शेयर निष्कासन गर्नुपर्ने आवश्यकता र सोको पुष्ट्याइँ गर्ने कागजात, विवरण, तालिकाबद्ध कार्ययोजना, प्रतिवेदन आदि ।

(घ) अनुसूची ७ (क), ७ (ख), ८ (क), ८ (ख) र ८ (ग) बमोजिमको विवरण ।

(ङ) बैंक तथा वित्तीय संस्थाको सहमति एवं वित्तीय व्यवस्थापन आवश्यक पर्ने भएमा सो भएको संझौताको प्रति ।

(च) आयोजना सम्बन्धी विवरण ।

(छ) आयोजना निर्माण तथा सञ्चालनको लागि प्रचलित कानुनबमोजिम प्राप्त इजाजत, अनुमतिपत्र वा स्वीकृतिसम्बन्धी कागजात ।

(ज) पछिल्लो तीन आर्थिक वर्षको लेखापरीक्षण भएको वित्तीय विवरण ।

(झ) अनुमतिपत्र प्राप्त चार्टर्ड एकाउन्टेन्ट समेतबाट शेयरको सार्वजनिक निष्कासनबाट प्राप्त हुने रकम समावेश गरी तयार गरिएको आगामी पाँच आर्थिक वर्षको तालिकाबद्ध गरिएको वित्तीय विवरणको प्रक्षेपण तथा सो प्रक्षेपणका लागि लिइएको आधार तथा मान्यतासहितको विवरण र बिमासम्बन्धी कागजात ।

(ञ) शेयरको सार्वजनिक निष्कासनका लागि निष्कासन तथा बिक्री प्रबन्धक नियुक्त गरिएको सम्झौताको प्रति ।

(ट) निष्कासन गरिने शेयरको प्रत्याभूति (अण्डरराइट) गरिएको सम्झौताको प्रतिलिपि ।

(ठ) शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको सम्बन्धमा साख निर्धारण (क्रेडिट रेटिङ्ग) प्रमाणपत्र ।

(ड) कम्पनीको प्रबन्धपत्र र नियमावली (संशोधन भए सो समेत) ।

अनुसूची ६

(दफा ४, ५, ६ र ७ सँग सम्बन्धित)

सेवा शुल्क

प्रस्तावित शेयरको सार्वजनिक निष्कासनपश्चात् कायम हुने चुक्ता पूँजीको आधारमा

१. रु. दश करोडसम्मको[20] लागि : रु. १,००,००० । - (एक लाख रुपैयाँमात्र)

२. रु. दश करोडभन्दा माथि प्रत्येक रु. दश करोडसम्मका लागि : रु. ५०,००० । - (पचास हजार रुपैयाँमात्र)

उदाहरण

(क) रु. नौं करोड चालिस लाखको[21] लागि : रु. १,००,००० । - (एक लाख रुपैयाँमात्र)

(ख) रु. पच्चीस करोडको[22] लागि:

पहिलो दश करोडको लागि सेवा शुल्क	:	रु. १००,००० । -
दोस्रो दश करोडको लागि सेवा शुल्क	:	रु. ५०,००० । -
बाँकी पाँच करोडको लागि सेवा शुल्क	:	रु. ५०,००० । -
		....
जम्मा	**:**	**रु. २,००,००० । - (दुई लाख रुपैयाँमात्र)**

[20] आयोगको १४३ औं बैठकको निर्णयबाट "सार्वजनिक निष्काशनका" भन्ने शब्दहरुहटाइ त्रुटी सच्याइएको ।
[21] आयोगको १४३ औं बैठकको निर्णयबाट "सार्वजनिक निष्काशनका" भन्ने शब्दहरुहटाइ त्रुटी सच्याइएको ।
[22] आयोगको १४३ औं बैठकको निर्णयबाट "सार्वजनिक निष्काशनका" भन्ने शब्दहरुहटाइ त्रुटी सच्याइएको ।

अनुसूची ७ (क)

(दफा १५ सँगसम्बन्धित)

सञ्चालनमा रहेका आयोजनको चालु आ.व.सम्मको वार्षिक विवरण

(अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले सञ्चालन गरेका प्रत्येक आयोजनाको छुट्टाछुट्टै विवरण भर्नु पर्नेछ)

कम्पनीको नाम: निर्माणाधिन र सञ्चालन गरेका आयोजनाको संख्या:

आयोजनाको नाम र जडित क्षमता: उत्पादन अनुमति प्राप्त मिति:

विद्युतको व्यापारिक उत्पादन शुरु भएको मिति: शेयरको सार्वजनिक निष्काशन (IPO) गरेको मिति:

आयोजनाको कुल लागत रकम: अनुमतिपत्र बहाल रहने मिति:

आयोजना सम्पन्न हुँदा कायम रहेको रकम: (क) ऋण: (ख) स्वलगानी (संस्थापक र सार्वजनिक निष्काशन समेत):

क्र.सं.	शिर्षक	उत्पादन अनुमतिपत्र प्राप्त मिति ... आ.व. २०.../०...	आ.व. २०.../०...	आ.व. २०.../०...	व्यापारिक उत्पादन शुरु भएको आ.व. २०.../०...	आ.व. २०.../०...	आ.व. २०.../०...	आ.व. २०.../०...
१	कम्पनीको अधिकृत पूँजी रु.							
२	कम्पनीको जारी पूँजी रु.							
३	कम्पनीको चुक्ता पूँजी रु.							
४	हकप्रद शेयर जारी गरेको भए सोको अनुपात, शेयर संख्या र रकम							
५	बोनस शेयर जारी गरेको भए सोको प्रतिशत, शेयर संख्या र रकम							
६	संस्थापक शेयरधनीको जम्मा संख्या							
७	संस्थापक शेयरधनीको कुल शेयर संख्या र रकम							
८	संस्थापक शेयरधनीको रुपमा रहेका संगठित संस्थाको:							
	१. नाम...../शेयर संख्या र रकम							

	२. नाम...../शेयर संख्या र रकम							
९	शेयरको प्रारम्भिक निष्काशन मार्फत शेयर ग्रहण गरेका साधारण शेयरधनी तर्फको शेयर संख्या (हकप्रदख र बोनस शेयर भए सो समेत) र रकम							
१०	कर्मचारी/कामदारको शेयर संख्या (हकप्रद र बोनस शेयर भए सो समेत) र रकम							
११	स्थानिय बासिन्दाको शेयर संख्या (हकप्रद र बोनस शेयर भए सो समेत) र रकम							
१२	म्यूचअल फण्डसंग रहेको शेयर संख्या (हकप्रद र बोनस शेयर भए सो समेत) र रकम							
१३	प्रत्याभूतीकर्ता संग रहेको शेयर संख्या (हकप्रद र बोनस शेयर भए सो समेत) र रकम							
१४	आयोजनाले चुक्ता गरेको ऋण रु. (लाखमा)							
	आयोजनाले चुक्ता गरेको व्याज रु. (लाखमा)							
	आयोजनाको बाँकी ऋण रु. (लाखमा)							
१५	आयोजनाको पिपिए अनुसारको वार्षिक करार ऊर्जा (युनिट लाखमा)							
१६	कम्पनीले स्वःघोषणा गरेको विद्युतको परिमाण (Availability Declaration)							
१७	आयोजनाले बिक्री गरेको वार्षिक ऊर्जा (युनिट लाखमा)							
१८	विद्युत बिक्रीबाट प्राप्त आम्दानी रु. (लाखमा)							
१९	अन्य आम्दानी रु. (लाखमा)							
२०	नेपाल विद्युत प्राधिकरणबाट प्राप्त हर्जना रकम रु. (लाखमा)							
२१	कुल आम्दानी रु. (लाखमा)							
२२	कुल खर्च रु. (लाखमा)							
२३	खुद नाफा/नोक्सानी रु. (लाखमा)							
२४	लभांश वितरण गरेको भए सोको प्रतिशत र रकम							
२५	कुल सञ्चालन तथा मर्मत संभार खर्च रु. (लाखमा)							

	आयोजना र आयोजना स्थलको सञ्चालन तथा मर्मत संभार खर्च रु. (लाखमा)								
	केन्द्रीय कार्यालयको सञ्चालन तथा मर्मत संभार खर्च रु. (लाखमा)								
२६	रोयल्टी खर्च रु. (लाखमा)								
२७	आयोजनाको बिमा खर्च रु. (लाखमा)								
२८	ह्रासकट्टी रकम रु. (लाखमा)								
२९	नेपाल विद्युत प्राधिकरणलाई तिरेको हर्जना रकम रु. (लाखमा)								
३०	कर वापतको रकम रु. (लाखमा)								
३१	कुल कर्मचारी संख्या								
	आयोजना स्थलमा रहेका प्राविधिक र कर्मचारी संख्या								
	केन्द्रीय कार्यालयमा रहेका कर्मचारी संख्या								
३२	कर्मचारी तलब भत्ता रु. (लाखमा)								
३३	कर्मचारी बिमा खर्च रु. (लाखमा)								
३४	कार्यकारी अधिकृतको तलब भत्ता रु. (लाखमा)								
३५	सञ्चालक समितिको बैठक भत्ता रु. (लाखमा)								
३६	लेखापरीक्षकको पारिश्रमिक रु. (लाखमा)								
३७	साधारणसभा खर्च रु. (लाखमा)								
३८	कार्यालय भवन भाडा खर्च रु. (लाखमा)								
३९	कुल सवारी साधन संख्या								
	आयोजना स्थलमा रहेका सवारी साधनको संख्या (गाडी, मोटरसाईकल र अन्य)								
	केन्द्रीय कार्यालयमा रहेका सवारी साधनको संख्या (गाडी, मोटरसाईकल र अन्य)								
४०	कम्पनीले अध्ययन गरेका अन्य आयोजना भए सोको विवरण								

	नाम र आयोजना रहने जिल्ला							
	जडित क्षमता							
	अध्ययन खर्च रु. (लाखमा)							
४१	अन्य केही भएमा							

अनुसूची ७ (ख)

(दफा १५ सँगसम्बन्धित)

सञ्चालनमा रहेका आयोजनको चालु आ.व.को ..... त्रैमासिक विवरण

(अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीले सञ्चालन गरेका प्रत्येक आयोजनाको छुट्टाछुट्टै विवरण भर्नु पर्नेछ)

कम्पनीको नाम: निर्माणाधिन र सञ्चालन गरेका आयोजनाको संख्या:

आयोजनाको नाम र जडित क्षमता: उत्पादन अनुमति प्राप्त मिति:

विद्युतको व्यापारिक उत्पादन शुरु भएको मिति: शेयरको सार्वजनिक निष्काशन (IPO) गरेको मिति:

आयोजनाको कुल लागत रकम: अनुमतिपत्र बहाल रहने मिति:

आयोजना सम्पन्न हुँदा कायम रहेको रकम: (क) ऋण: (ख) स्वलगानी (संस्थापक र सार्वजनिक निष्काशन समेत):

क्र.सं.	शिर्षक	यस त्रैमासिकको पहिलो महिना ...	यस त्रैमासिकको दोस्रो महिना ...	यस त्रैमासिकको तेस्रो महिना ...	यस त्रैमासिकको जम्मा	पहिलो त्रैमासिक	दोस्रो त्रैमासिक	तेस्रो त्रैमासिक
१	कम्पनीको अधिकृत पूँजी रु.							
२	कम्पनीको जारी पूँजी रु.							
३	कम्पनीको चुक्ता पूँजी रु.							
४	हकप्रद शेयर जारी गरेको भए सोको अनुपात, शेयर संख्या र रकम							
५	बोनस शेयर जारी गरेको भए सोको प्रतिशत, शेयर संख्या र रकम							
६	संस्थापक शेयरधनीको जम्मा संख्या							
७	संस्थापक शेयरधनीको कुल शेयर संख्या र रकम							
८	संस्थापक शेयरधनीको रुपमा रहेका संगठित संस्थाको:							
	१. नाम...../शेयर संख्या र रकम							
	२. नाम...../शेयर संख्या र रकम							

९	आयोजनाको कुल ऋण रु. (लाखमा)							
	आयोजनाले चुक्ता गरेको ऋण रु. (लाखमा)							
	आयोजनाले चुक्ता गरेको व्याज रु. (लाखमा)							
	आयोजनाको बाँकी ऋण रु. (लाखमा)							
१०	आयोजनाको पिपिए अनुसारको वार्षिक करार ऊर्जा (युनिट लाखमा)							
११	कम्पनीले स्वःघोषणा गरेको विद्युतको परिमाण (Availability Declaration)							
१२	आयोजनाले बिक्री गरेको वार्षिक ऊर्जा (युनिट लाखमा)							
१३	विद्युत बिक्रीबाट प्राप्त आम्दानी रु. (लाखमा)							
१४	अन्य आम्दानी रु. (लाखमा)							
१५	नेपाल विद्युत प्राधिकरणबाट प्राप्त हर्जना रकम रु. (लाखमा)							
१६	कुल आम्दानी रु. (लाखमा)							
१७	कुल खर्च रु. (लाखमा)							
१८	खुद नाफा/नोक्सानी रु. (लाखमा)							
१९	लभांश वितरण गरेको भए सोको प्रतिशत र रकम							
२०	कुल सञ्चालन तथा मर्मत संभार खर्च रु. (लाखमा)							
	आयोजना र आयोजना स्थलको सञ्चालन तथा मर्मत संभार खर्च रु. (लाखमा)							
	केन्द्रीय कार्यालयको सञ्चालन तथा मर्मत संभार खर्च रु. (लाखमा)							
२१	रोयल्टी खर्च रु. (लाखमा)							
२२	आयोजनाको बिमा खर्च रु. (लाखमा)							
२३	ह्रासकट्टी रकम रु. (लाखमा)							
२४	नेपाल विद्युत प्राधिकरणलाई तिरेको हर्जना रकम रु. (लाखमा)							

२५	कर वापतको रकम रु. (लाखमा)							
२६	कुल कर्मचारी संख्या							
	आयोजना स्थलमा रहेका प्राविधिक र कर्मचारी संख्या							
	केन्द्रीय कार्यालयमा रहेका कर्मचारी संख्या							
२७	कर्मचारी तलब भत्ता रु. (लाखमा)							
२८	कर्मचारी बिमा खर्च रु. (लाखमा)							
२९	कार्यकारी अधिकृतको तलब भत्ता रु. (लाखमा)							
३०	सञ्चालक समितिको बैठक भत्ता रु. (लाखमा)							
३१	लेखापरीक्षकको पारिश्रमिक रु. (लाखमा)							
३२	साधारणसभा खर्च रु. (लाखमा)							
३३	कार्यालय भवन भाडा खर्च रु. (लाखमा)							
३४	कुल सवारी साधन संख्या							
	आयोजना स्थलमा रहेका सवारी साधनको संख्या (गाडी, मोटरसाईकल र अन्य)							
	केन्द्रीय कार्यालयमा रहेका सवारी साधनको संख्या (गाडी, मोटरसाईकल र अन्य)							
३५	कम्पनीले अध्ययन गरेका अन्य आयोजना भए सोको विवरण							
	नम र आयोजना रहने जिल्ला							
	जडित क्षमता							
	अध्ययन खर्च रु. (लाखमा)							
३६	अन्य केही भएमा							

अनुसूची ८ (क)

(दफा १५ सँगसम्बन्धित)

निर्माणाधिन आयोजनको चालु आ.व.सम्मको वार्षिक विवरण

(अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीबाट निर्माणाधिन प्रत्येक आयोजनाको छुट्टाछुट्टै विवरण भर्नु पर्नेछ)

कम्पनीको नाम: निर्माणाधिन र सञ्चालन गरेका आयोजनाको संख्या:

आयोजनाको नाम: जडित क्षमता: अनुमतिपत्र बहाल रहने मिति:

विद्युत खरिद संझौता बमोजिम विद्युतको व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नुपर्ने मिति (RCOD): संशोधित (RCOD):

आयोजनाको शुरु अनुमानित लागत रकम: संशोधित लागत रकम:

शेयरको सार्वजनिक निष्काशन (IPO) गरेको भए सोको मिति:

क.सं.	शिर्षक	उत्पादन अनुमतिपत्र जारी आ.व. र मिति	.... आ.व.	निर्माण प्रारम्भ भएको आ.व. र मिति	.... आ.व.	.... आ.व.	.... आ.व.	निर्माण सम्पन्न हुने आ.व.
१	कम्पनीको अधिकृत पूँजी रु.							
२	कम्पनीको जारी पूँजी रु.							
३	कम्पनीको चुक्ता पूँजी रु.							
४	उपयोग भएको ऋण लगानी वापतको रकम रु.							
५	उपयोग भएको स्वलगानी वापतको रकम रु.							
६	संस्थापक शेयरधनीको रुपमा रहेका संगठित संस्थाको:							
	१. नाम...../शेयर संख्या र रकम							
	२. नाम...../शेयर संख्या र रकम							
क	**आयोजनाको वित्तीय प्रगति:**							
७	आयोजनाको तयारी (Preproject Cost) खर्च रु.							
८	पहुँचमार्ग निर्माणको खर्च रु.							

९	प्रशारण लाईन निर्माणको खर्च रु.							
१०	सिभिल संरचना निर्माणको खर्च रु.							
११	हाइड्रोमेकानिकल संरचना निर्माणको खर्च रु.							
१२	इलेक्ट्रोमेकानिकल संरचना निर्माणको खर्च रु.							
१३	IEE/EIA अन्तर्गत सामाजिक तथा वातावरणीय खर्च रु.							
१४	कम्पनीको व्यवस्थापन खर्चः							
	कर्मचारी तलब भत्ता रु. (लाखमा)							
	कर्मचारी बिमा खर्च रु. (लाखमा)							
	कार्यकारी अधिकृतको तलब भत्ता रु. (लाखमा)							
	सञ्चालक समितिको बैठक भत्ता रु. (लाखमा)							
	लेखापरीक्षकको पारिश्रमिक रु. (लाखमा)							
	साधारणसभा खर्च रु. (लाखमा)							
	कार्यालय भवन भाडा खर्च रु. (लाखमा)							
१५	परामर्शदाता खर्चः							
	आयोजनाको ईन्जिनियरिङ्ग एवं डिजाइन खर्च रु.							
	आयोजनाको सुपरिवेक्षण खर्च रु.							
	प्राविधिक तथा वित्तीय विल विजक सम्परीक्षण खर्च रु. (वित्तीय संस्थाको तर्फबाट)							
१६	निर्माण अवधीको ब्याज रकम रु.							
१७	कर वापतको रकम रु. (लाखमा)							
१८	आयोजनाको बिमा खर्च रु. (लाखमा)							
१९	ह्रासकट्टी रकम रु. (लाखमा)							
ख	**आयोजनाको भौतिक प्रगतिः**							

२०	पहुँचमार्ग निर्माण (प्रतिशत)							
२१	मुल बाँध (हेडवर्क्स) निर्माण (प्रतिशत)							
२२	डिस्याण्डर निर्माण (प्रतिशत)							
२३	टेलरेस निर्माण (प्रतिशत)							
२४	पावरहाउस निर्माण (प्रतिशत)							
२५	प्रशारण लाईन निर्माण (प्रतिशत)							
२६	सवस्टेसन निर्माण (प्रतिशत)							
२७	हाइड्रोमेकानिकल संरचना निर्माण (प्रतिशत)							
२८	इलेक्ट्रोमेकानिकल संरचना निर्माण (प्रतिशत)							
ग	**अन्य विवरणः**							
२९	कुल कर्मचारी संख्याः							
	आयोजना स्थलमा रहेका प्राविधिक र कर्मचारी संख्या							
	केन्द्रीय कार्यालयमा रहेका कर्मचारी संख्या							
३०	कुल सवारी साधन संख्याः							
	आयोजना स्थलमा रहेका सवारी साधनको संख्या (गाडी, मोटरसाईकल र अन्य)							
	केन्द्रीय कार्यालयमा रहेका सवारी साधनको संख्या (गाडी, मोटरसाईकल र अन्य)							
३१	कम्पनीले अध्ययन गरेका अन्य आयोजना भए सोको विवरण							
	नम र आयोजना रहने जिल्ला							
	जडित क्षमता							
	अध्ययन खर्च रु. (लाखमा)							
३२	अन्य केही भएमा							

अनुसूची ८ (ख)

(दफा १५ सँगसम्बन्धित)

निर्माणाधिन आयोजनको चालु आ.व.को .....त्रैमासिक वित्तीय प्रगति विवरण

(अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीबाट निर्माणाधिन प्रत्येक आयोजनाको छुट्टाछुट्टै विवरण भर्नु पर्नेछ)

कम्पनीको नाम: निर्माणाधिन/सञ्चालनमा रहेका आयोजनाको संख्या:

आयोजनाको नाम: जडित क्षमता: अनुमतिपत्र बहाल रहने मिति:

विद्युत खरिद संझौता बमोजिम विद्युतको व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नुपर्ने मिति (RCOD): संशोधित (RCOD):

आयोजनाको शुरु अनुमानित लागत रकम: संशोधित लागत रकम:

शेयरको सार्वजनिक निष्काशन गरेको भए सोको मिति: वित्तीय प्रगति (प्रतिशत):

क्र.सं.	शिर्षक	परामर्शदाताबाट प्रस्तावित डिजाईन बमोजिमको अनुमानित लागत	वित्तीय व्यवस्थापन बमोजिम स्वीकृत अनुमानित लागत	यस त्रैमासिकको पहिलो महिना ...	यस त्रैमासिकको दोस्रो महिना ...	यस त्रैमासिकको तेस्रो महिना ...	यस त्रैमासिकको जम्मा	पहिलो त्रैमासिक	दोस्रो त्रैमासिक	तेस्रो त्रैमासिक	वित्तीय प्रगति (प्रतिशत)
१	आयोजनाको निर्माण पुर्वको अध्ययन, अनुमतिपत्र दस्तुर, व्यवस्थापन लगायतका खर्च रु.										
२	पहुँचमार्ग निर्माणको खर्च रु.										
३	जग्गा प्राप्ति एवं खरिद खर्च रु.										
४	प्रशारण लाईन निर्माणको खर्च रु.										
५	सिभिल संरचना निर्माणको खर्च रु.										
६	हाइड्रोमेकानिकल संरचना निर्माणको खर्च रु.										
७	इलेक्ट्रोमेकानिकल संरचना निर्माणको खर्च रु.										
८	IEE/EIA अन्तर्गत सामाजिक तथा वातावरणीय खर्च रु.										
९	फर्निचर्स तथा कार्यालय उपकरण खर्च										

१०	सवारी साधन खरिद खर्च रु. (लाखमा)										
११	**कम्पनीको व्यवस्थापन खर्चः**										
	कर्मचारी तलब भत्ता रु. (लाखमा)										
	कर्मचारी बिमा खर्च रु. (लाखमा)										
	कार्यकारी अधिकृतको तलब भत्ता रु. (लाखमा)										
	सञ्चालक समितिको बैठक भत्ता रु. (लाखमा)										
	लेखापरीक्षकको पारिश्रमिक रु. (लाखमा)										
	साधारणसभा खर्च रु. (लाखमा)										
	कार्यालय भवन भाडा खर्च रु. (लाखमा)										
	सवारी इन्धन तथा मर्मत खर्च										
१२	कार्यालय सञ्चालन खर्च										
१३	**परामर्शदाता खर्चः**										
	आयोजनाको ईन्जिनियरिङ्ग एवं डिजाइन खर्च रु.										
	आयोजनाको निर्माण सुपरिवेक्षण खर्च रु.										
	प्राविधिक तथा वित्तीय विल विजक सम्परीक्षण खर्च (वित्तीय संस्थाको तर्फबाट) रु.										
१४	निर्माण अवधीको ब्याज रकम रु.										
१५	कर वापतको रकम रु. (लाखमा)										
१६	आयोजनाको बिमा खर्च रु. (लाखमा)										
ग	**अन्य विवरणः**										
२२	हकप्रद शेयर जारी गरेको भए सोको अनुपात, शेयर संख्या र रकम										
२३	संस्थापक शेयरधनीको जम्मा संख्या										
२४	संस्थापक शेयरधनीको कुल शेयर संख्या र रकम										

२५	संस्थापक शेयरधनीको रुपमा रहेका संगठित संस्थाको:										
	१. नाम...../शेयर संख्या र रकम										
	२. नाम...../शेयर संख्या र रकम										
२६	कम्पनीले अध्ययन गरेका अन्य आयोजना भए सोको विवरण										
	नाम र आयोजना रहने जिल्ला										
	जडित क्षमता										
	अध्ययन खर्च रु. (लाखमा)										
२७	कुल कर्मचारी संख्या:										
	आयोजना स्थलमा रहेका प्राविधिक र कर्मचारी संख्या										
	केन्द्रीय कार्यालयमा रहेका कर्मचारी संख्या										
२८	कुल सवारी साधन संख्या:										
	आयोजना स्थलमा रहेका सवारी साधनको संख्या (गाडी, मोटरसाईकल र अन्य)										
	केन्द्रीय कार्यालयमा रहेका सवारी साधनको संख्या (गाडी, मोटरसाईकल र अन्य)										
२९	अन्य केही भएमा										

अनुसूची ८ (ग)

(दफा १५ सँगसम्बन्धित)

निर्माणाधिन आयोजनको चालु आ.व.को .....त्रैमासिक भौतिक प्रगति विवरण

(अनुमतिपत्र प्राप्त कम्पनीबाट निर्माणाधिन प्रत्येक आयोजनाको छुट्टाछुट्टै विवरण भर्नु पर्नेछ)

कम्पनीको नाम: निर्माणाधिन/सञ्चालनमा रहेका आयोजनाको संख्या:

आयोजनाको नाम: जडित क्षमता: अनुमतिपत्र बहाल रहने मिति:

विद्युत खरिद संझौता बमोजिम विद्युतको व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नुपर्ने मिति (RCOD): संशोधित (RCOD):

आयोजनाको शुरु अनुमानित लागत रकम: संशोधित लागत रकम:

शेयरको सार्वजनिक निष्काशन गरेको भए सोको मिति: भौतिक प्रगति (प्रतिशत):

क्र.सं.	शिर्षक	संझौता बमोजिमको कार्य परिमाण	कार्यसम्पन्न गर्न लाग्ने समय (दिन)	कार्यसम्पन्न हुने मिति	पहिलो त्रैमासिकको कार्य परिमाण	दोस्रो त्रैमासिकको कार्य परिमाण	तेस्रो त्रैमासिकको कार्य परिमाण	चौथो त्रैमासिकको कार्य परिमाण	भौतिक प्रगति (प्रतिशत)
१	**पहुँचमार्ग निर्माण:**								
	लम्बाई (कि.मि.)								
	पुल तथा कलभर्ट (संख्या)								
	पुल नं १ (घन मि.)								
	पुल नं २ (घन मि.)								
	कलभर्ट नं १ (घन मि.)								
	स्तरोन्नति तथा फिनिसिङ्ग कार्य (रिटेनिङ संरचना, ढल निकासा, ग्राभेल, पिच आदि)								
२	**जग्गा प्राप्ति एवं खरिद:**								
	जग्गा खरिद (रोपनि)								
	सरकारी जग्गा लिजमा प्राप्ति (रोपनि)								

३	**प्रशारण लाईन निर्माणः**								
	आन्तरिक खपतको लागि प्रशारण लाईन भोल्टेज (के.भी.) लम्बाई (कि.मि.)								
	विद्युत प्रशारणको मुख्य लाईनको भोल्टेज, लम्बाई, टावर संख्या								
	जग्गा खरिद (रोपनि)								
	सरकारी जग्गा लिजमा प्राप्ति (रोपनि)								
४	**सिभिल संरचना निर्माणः**								
	मुल बाँध र सम्बद्ध वेयर, फ्लड वाल, अण्डर स्लुइस, डिभाइडर वाल आदि (घन मि.)								
	ईन्टेक/ग्राभल ट्राप संरचना (घन मि.)								
	अप्रोच क्यानल लम्बाई (मि.)								
	अप्रोच क्यानल (घन मि.)								
	डिस्याण्डर र सम्बद्ध संरचना (घन मि.)								
	प्रोटेक्सन संरचना (बाँध स्थल, विद्युत गृह लगायत) (घन मि.)								
	जलप्रवाह संरचना (Water Ways) लम्बाई (कि.मि.)								
	नहर/सुरुङ्ग लम्बाई (कि.मि.)								
	हेडरेस पाइप (कि.मि.)								
	सर्ज ट्याङ्क/फोरवे (घन.मि.)								
	पेनस्टक पाईप लम्बाई (मि.)								
	स्याडल सपोर्ट, ऐन्कर ब्लक, एक्स्पानसन ज्वाइन्टस एण्ड मेनहोल आदि (संख्या)								
	वाइफरकेशन/ट्राईफरकेशन फाउण्डेसन (संख्या)								
	विद्युत गृह संरचना								
	फाउण्डेसन संरचना (घन.मि.)								

	सुपर स्ट्रक्चर संरचना (घन.मि.)								
	कन्ट्रोल रुम संरचना (घन.मि.)								
	टेलरेस संरचना लम्बाई (मि.)								
	टेलरेस संरचना लम्बाई (मि.)								
	टेलरेस सर्ज ट्याङ्क (घन.मि.)								
	स्वीच यार्ड सिभिल संरचना (घन.मि.)								
	कम्पाउण्ड वाल, ग्यारेज लगायत अन्य सिभिल संरचना (घन.मि.)								
	साईट अफिस भवन तथा आवास गृह (संख्या)								
५	**हाईड्रोमेकानिकल संरचना निर्माणः**								
	ड्याम रेगुलेटिङ्ग/व्यारेज गेट								
	फ्रेम स्टक्चर्स (संख्या)								
	गेट लिफ संरचना (संख्या)								
	अपरेटिङ्ग संरचना/होईष्ट/मोटर (संख्या)								
	अण्डरस्लुस गेट/रेडियल गेट तथा अपरेटिङ्ग संरचना (संख्या)								
	फ्रेम स्टक्चर्स (संख्या)								
	गेट लिफ संरचना (संख्या)								
	अपरेटिङ्ग संरचना/होईष्ट/मोटर (संख्या)								
	ईन्टेक गेट तथा अपरेटिङ्ग संरचना (संख्या)								
	फ्रेम स्टक्चर्स (संख्या)								
	गेट लिफ संरचना (संख्या)								
	अपरेटिङ्ग संरचना/होईष्ट/मोटर (संख्या)								
	ग्राभल ट्राप गेट तथा अपरेटिङ्ग संरचना (संख्या)								

	डिस्याण्डर ईनलेट गेट तथा अपरेटिङ्ग संरचना (संख्या)								
	डिस्याण्डर आउटलेट गेट तथा अपरेटिङ्ग संरचना (संख्या)								
	डिस्याण्डर फ्लसिङ्ग गेट तथा अपरेटिङ्ग संरचना (संख्या)								
	कोर्ष एण्ड फाइन ट्र्यास रयाक तथा अपरेटिङ्ग संरचना (संख्या)								
	हेडरेस पाइप (कि.मि.)								
	पेनस्टक पाईप लम्बाई (मि.)								
	वाइफरकेशन/ट्राईफरकेशन पाइप (संख्या)								
	टेलरेस गेट तथा अपरेटिङ्ग संरचना (संख्या)								
६	**प्राविधिक जनशक्ति व्यवस्थापन तथा तालिम**								
	प्राविधिक जनशक्ति (संख्या)								
	सैद्धान्तिक तालिम (कार्यदिन)								
	उपकरण जडान तथा परीक्षण तालिम (कार्यदिन)								
	दैनिक संचालन तथा नियमित मर्मत/संभार तालिम (कार्यदिन)								
७	**ईलेक्ट्रोमेकानिकल संरचना निर्माण**								
	क्रेन संरचना तथा जडान (संख्या)								
	टरवाईन र जेनेरेटर (संख्या)... तथा अन्य (कुलिङ वाटर, भेन्टिलेसन, हाईड्रोलिक आयल सिस्टम, मेजरिङ्ग सिस्टम, मेन ईनलेट भल्व लगायत) जडान कार्य विवरण								
	कन्ट्रोल प्यानल तथा केबुल जडान (संख्या)								
	ट्रान्सफर्मर तथा स्वीचयार्ड उपकरण जडान तथा हाईभोल्टेज वायरिङ्ग (संख्या Baywise)								

	PPA बमोजिम प्रसारण सुविधा (Interconnection Facilities at Buyer's substation) निर्माण कार्य								
	प्रशारण लाईन तथा उपकरणहरुको ड्राई परीक्षण								
८	**प्रशारणलाईन चार्जिङ्ग एवं परीक्षण**								
९	**आन्तरिक विद्युत उत्पादनको परीक्षण**								
१०	**नेपाल विद्युत प्राधिकरणबाट विद्युत उत्पादनको परीक्षण तथा अनुगमन**								
११	**विद्युतको व्यापारिक उत्पादन**								
१२	**अन्य केही भएमा**								

अनुसूची ३.६: नेपाल विद्युत ग्रिड संहिता, २०८०

NEPAL ELECTRICITY GRID CODE, 2080

Electricity Regulatory Commission

Sano Gaucharan, Kathmandu, Nepal

Ashad, 2080 (July, 2023)

TABLE OF CONTENTS

PREAMBLE 226
CHAPTER 1: PRELIMINARY 226
1.1 SHORT TITLE AND COMMENCEMENT: 226
1.2 SCOPE OF APPLICATION: 226
1.3 INTERPRETATIONS 226
1.4 DEFINITIONS 227
CHAPTER 2: GRID CODE MANAGEMENT 241
2.1 OBJECTIVE 241
2.2 SCOPE OF APPLICATION 241
2.3 GRID CODE MANAGEMENT COMMITTEE 241
2.4 GRID CODE MANAGEMENT SUBCOMMITTEES 243
2.5 GRID CODE DISPUTE RESOLUTION 244
2.6 COMPLIANCE MONITORING 244
2.7 GRID CODE ENFORCEMENT 245
2.8 GRID CODE REVISION AND AMENDMENTS 246
2.9 GCMC MEETING 246
2.10 NO LIMITATIONS TO BE POSED TO THE COMMISSION’S AUTHORITY 246
CHAPTER 3: GRID PLANNING 247
3.1 OBJECTIVE 247
3.2 SCOPE OF APPLICATION 247
3.3 PLANNING RESPONSIBILITIES 247
3.4 GRID PLANNING PROCEDURES 247
3.5 GRID DEVELOPMENT AND REINFROCEMENT PLANS 249
3.6 GRID PLANNING STUDIES 251
CHAPTER 4: PERFORMANCE STANDARDS FOR GRID 254
4.1 OBJECTIVE 254
4.2 SCOPE OF APPLICATION 254
4.3 POWER QUALITY 254
4.4 TRANSMISSION LOSS 254
4.5 SAFETY STANDARDS 255
CHAPTER 5: GRID CONNECTION REQUIREMENTS 256
5.1 OBJECTIVE 256
5.2 SCOPE OF APPLICATION 256
5.3 GRID TECHNICAL, DESIGN AND OPERATIONAL CRITERIA 256
5.4 PROCEDURE FOR GRID CONNECTION, MODIFICATION & USE OF GRID 257
5.5 REQUIREMENTS FOR LARGE GENERATORS 263
5.6 REQUIREMENTS FOR DISTRIBUTORS AND OTHER GRID USERS 263
5.7 REQUIREMENTS FOR PROTECTION 263
5.8 FIXED ASSET BOUNDARY DOCUMENT REQUIREMENTS 266
5.9 ELECTRICAL DIAGRAM REQUIREMENTS 267

5.10 GRID DATA REGISTRATION 267
5.11 SITE AND EQUIPMENT IDENTIFICATION 268
CHAPTER 6: GRID OPERATION MANAGEMENT 270
6.1 OBJECTIVE 270
6.2 SCOPE OF APPLICATION 270
6.3 OPERATIONAL RESPONSIBILITIES 270
6.4 GRID OPERATING STATES AND OPERATING CRITERIA 271
6.5 SYSTEM FREQUENCY MANAGEMENT 273
6.6 VOLTAGE MANAGEMENT 276
6.7 OPERATIONAL REQUIREMENTS FOR LARGE GENERATORS 277
6.8 OPERATIONAL REQUIREMENTS FOR DISTRIBUTORS AND OTHER GRID USERS . 278
6.9 COMMUNICATION REQUIREMENTS 279
6.10 GRID OPERATING AND MAINTENANCE PROGRAMS 281
6.11 SAFETY COORDINATION AT CONNECTION POINTS 283
CHAPTER 7: SCHEDULING AND DISPATCH 287
7.1 OBJECTIVE 287
7.2 SCOPE OF APPLICATION 287
7.3 SCHEDULING AND DISPATCH RESPONSIBILITIES 287
7.4 OUTAGE INFORMATION REQUIRED FOR SCHEDULING 289
7.5 AVAILABILITY DECLARATION INFORMATION REQUIRED FOR SCHEDULING 291
7.6 GENERATION SCHEDULE PRINCIPLES 292
7.7 COMPILATION OF GENERATION SCHEDULE 293
7.8 GENERATION DISPATCH PROCEDURES 294
7.9 EMERGENCY PROCEDURES 296
CHAPTER 8: SYSTEM TEST 300
8.1 OBJECTIVE 300
8.2 SCOPE OF APPLICATION 300
8.3 SYSTEM TEST PROCEDURE 300
8.4 TESTING OF GENERATING UNIT 301
CHAPTER 9: GRID METERING 304
9.1 OBJECTIVE 304
9.2 SCOPE OF APPLICATION 304
9.3 METERING REQUIREMENT 304
9.4 METERING RESPONSIBILITY AND OWNERSHIP 305
9.5 METERING EQUIPMENT STANDARDS 307
9.6 METER READING 309
9.7 METERING EQUIPMENT MAINTENANCE 310
CHAPTER 10: EXEMPTIONS AND TRANSITORY PROVISIONS 312
10.1 OBJECTIVE 312
10.2 EXEMPTIONS 312
10.3 TRANSITORY PROVISIONS 313
CHAPTER 11: REPORTING 314
11.1 OBJECTIVE 314
11.2 SCOPE OF APPLICATION 314
11.3 GCMC REPORTS 314

11.4 REPORTS ON PLANNING STUDIES 314
11.5 REPORTS ON GRID PERFORMANCE APPRAISAL 315
11.6 REPORTS ON CONNECTION REQUIREMENT 315
11.7 REPORTS ON GRID MANAGEMENT 315
11.8 REPORT ON SCHEDULING & DISPATCHING 316
12.1 PARTIES' RESPONSIBILITY 319
12.2 POWER TO ISSUE ORDERS 319
12.3 ABSENSE OF INSTRUMENT TO NOT BE HINDERANCE 319
12.4 POWER TO RELAX 319
12.5 POWER TO REMOVE DIFFICULTY 319
12.6 SAVINGS 319
APPENDIX A 320
APPENDIX B 323
APPENDIX C 326
APPENDIX D 334
APPENDIX E 356

PREFACE

The electrical power system has established itself as a most critical component of modern society. Our daily reliance on electricity has grown in recent years, as more and more essential services have been electrified. This growth in demand has coincided with a shift towards renewable energy sources, such as wind and solar power. While these resources are clean and sustainable, they can also be intermittent, which poses challenges to the reliable operation of the grid. As the demand for electricity in Nepal continues to grow, it is crucial to have an efficient, reliable, and secure grid system in place to meet the needs of the population. The Electricity Regulatory Commission (hereafter “The Commission”) recognizes this need and has taken a significant step forward by formulating the Nepal Electricity Grid Code as mandated by the Electricity Regulatory Commission Act, 2074.

The Grid Code establishes a framework for the planning, operation, and management of the transmission system in a fair and efficient manner. It provides basic design criteria and operational rules and responsibilities to be followed by the generation station, transmission utilities, distribution utilities and traders in an effective, transparent, non-discriminatory and coordinated manner. This document is particularly important in Nepal, where we are witnessing an increasing prospect of Cross Border Electricity Trade (CBET) and regional interconnections, and an increasing necessity to regulate entry and operation of new kinds of grid users such as power traders. Hence, while developing this Grid Code, it has taken due consideration of Common Minimum Grid Code for South Asia prepared by South Asia Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR).

This grid code is a living document that is subject to change as new technologies, market conditions, and regulatory requirements evolve. The Grid Code is developed through a collaborative process that includes representatives from power industry, government and the public. The promulgation of the Nepal Electricity Grid Code is an important step in opening the power sector to private and especially variable renewable energy generators. It increases transparency and provides equal treatment by making the same rules applicable to all. Like other governing frameworks, grid codes have continuously been adapted to changing technologies, system conditions, and political aspirations. This is also reflected in the ongoing adaptation of grid codes to enhance development of regional power markets and integration of renewable energy generators.

The Nepal Electricity Grid Code is a comprehensive document that establishes guidelines, procedures, responsibilities, standards, and obligations for the connection, operation, maintenance, and development of the grid system of Nepal. The Code has been developed to govern the boundary between the Grid Owner, System Operator, Grid Planner, Transmission Licensee, and Grid Users and to establish procedures for operations of facilities that will use the transmission system. It also sets out basic rules and standards for the safety of the grid system, which are essential for protecting the public and the environment.

The benefits of a large, interconnected grid spanning a subregion, region, or continent are numerous. Such a grid can leverage far-away resources and take advantage of the diversity of peak hours and time zones, among other factors. Even in scenarios of power deficit and surplus, mutually beneficial energy trade opportunities can exist due to differences in demand profiles, not just across time zones but also across interconnected countries’ seasonal variations. In this endeavour, establishment of South Asian Power Pool would play a crucial role which could ultimately be linked with Bay of Bengal Initiative for Multisectoral Technical and Economic Cooperation (BIMSTEC), Association of Southeast Asian Nations (ASEAN) Power Grid in the east and to the Gulf Cooperation Council (GCC) Grid in the west.

The interconnection of grids across South Asia is an important step towards achieving sustainable development goals (SDGs) by promoting renewable energy sources and reducing carbon emissions. It also helps to reduce dependence on fossil fuels and promotes energy security by diversifying energy sources.

However, there are some challenges associated with interconnected power grids such as technical issues related to grid stability and reliability, regulatory issues related to CBET, and political issues related to national sovereignty and security concerns. These challenges need to be addressed through international cooperation and coordination among countries.

The Nepal Electricity Grid Code will facilitate a level playing field for grid users, promote competition in the electricity sector, and encourage investment in the grid system. Moreover, it will help in achieving the sustainable development goal of access to affordable, reliable, safe, sustainable, and modern energy for all. The grid code will also help to ensure that the electric power supply is available when needed and that it is operated in a way that minimizes the environmental impacts.

I would like to express my gratitude to all the stakeholders including but not limited to the Ministry of Energy, Water Resource and Irrigation, Water and Energy Commission Secretariat, Department of Electricity Development, Nepal Electricity Authority, Institute of Engineering (Tribhuvan University), Rastriya Prasaran Grid Company Ltd., Independent Power Producers’ Association of Nepal (IPPAN), Society of Electrical Engineers, Nepal (SEEN), Urja Nepal/USAID and other prominent experts who have provided valuable inputs throughout the formulation and finalization of this document. This Grid Code could not have been formulated without the hard work and dedication of the Commission's members and staff also.

In conclusion, I urge all stakeholders to carefully read and comply with the provisions of the Nepal Electricity Grid Code. Compliance with the Code is essential for the reliable and economic operation of the grid system in Nepal. The Commission is also committed to ensuring the effective implementation of the Nepal Electricity Grid Code and will provide necessary support to all stakeholders to comply with the provisions of the Nepal Electricity Grid Code.

Mr. Dilli Bahadur Singh

(Chairperson: Electricity Regulatory Commission)

Issued by the 199th Meeting of the

Electricity Regulatory Commission Dated 2080/03/29

Electricity Regulatory Commission

NEPAL ELECTRICITY GRID CODE, 2080

PREAMBLE

As per the mandate provided by section 12 (a) of the Electricity Regulatory Commission Act, 2074 (2017) and Rule 6 (1) of the Electricity Regulatory Commission Rules, 2075 (2018), with the objective of establishing rules and standards to be followed by different entities to ensure appropriate planning, development and operation of the Integrated Nepal Power System, in order to achieve maximum economy, security, reliability and efficiency of the grid, the Electricity Regulatory Commission hereby enacts this Nepal Electricity Grid Code, 2080.

CHAPTER 1: PRELIMINARY

1.1 SHORT TITLE AND COMMENCEMENT:

1.1.1 The name of this grid code shall be “Nepal Electricity Grid Code, 2080”. This may be referred to as “Nepal Electricity Grid Code (2023 A.D.)” if and when deemed necessary to specify the year of Gregorian Calendar.

1.1.2 This Grid Code shall be effective from the date of approval from the Commission.

1.2 SCOPE OF APPLICATION:

1.2.1 The provisions of this Chapter apply to all Parties including the following:

(a) Grid Owners;
(b) Designated System Operators;
(c) Generators;
(d) Distributors;
(e) Large Consumers
(f) Traders, and
(g) Any other entity with a User System connected to the Grid

1.3 INTERPRETATIONS

1.3.1 The word "singular" shall include the plural and vice versa, unless specifically stated otherwise.

1.3.2 Any reference to gender shall include all other genders.

1.3.3 Unless otherwise specified, the given abbreviation and acronyms shall have the following full forms:

a)	ALD	Automatic Load Dropping
b)	AVR	Automatic Voltage Regulator
c)	BIL	Basic Insulation Level
d)	CT	Current Transformer
e)	DPD	Detailed Planning Data
f)	DSO	Designated System Operator
g)	DSP	Designated System Planner
h)	ERC	Electricity Regulatory Commission
i)	GCM	Grid Code Management
j)	GCMC	Grid Code Management Committee
k)	HV	High Voltage
l)	IEC	International Electro-technical Commission
m)	INPS	Integrated Nepal Power System
n)	IPP	Independent Power Producer
o)	kV	Kilovolt
p)	LCGP	Least Cost Generation Expansion Plan
q)	LDC	Load Dispatch Centre
r)	MLD	Manual Load Dropping
s)	MVA	Mega Volt-ampere
t)	MVAR	Mega Volt-ampere Reactive
u)	MW	Megawatts
v)	NEA	Nepal Electricity Authority
w)	pf	Power Factor
x)	PLC	Power Line Communication
y)	PPA	Power Purchase Agreement
z)	PT	Potential Transformer
aa)	SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
ab)	TDP	Transmission Development Plan
ac)	TSO	Transmission and System Operation
ad)	VLC	Voluntary Load Curtailment

1.4 DEFINITIONS

1.4.1 In the Grid Code the following words and phrases shall have the following meanings unless more specifically defined in a Chapter, Section or Subsection of the Grid Code.

1.4.2 Standard engineering terms that are not otherwise defined are understood to have their usual meanings.

1.4.3 The definition given in a Chapter, Section or Subsection of the Grid Code shall prevail in case of inconsistencies.

a) **"Accountable Person"** *means* A person who has been duly authorized by the Grid Owner or a User to sign the Fixed Asset Boundary on their respective behalf.

b) **"Amended Connection Agreement"** *means* An agreement between a User and the Grid Owner, which specifies the terms and conditions pertaining to the renovation or modification of the User System or Equipment at an existing Connection Point in the Grid.

c) **"Ancillary Service"** *means* Support services such as Frequency Regulating and Contingency Reserves, Reactive Power Support, and Black Start capability which are essential in maintaining Power Quality and the Reliability and Security of the Grid.

d) **"Automatic Load Dropping"** *means* The process of automatically and deliberately removing pre-selected Demand from a Power System in response to an abnormal condition in order to maintain the integrity of the Power System.

e) **"Availability"** *means* The long-term average fraction of time that a Component or System is in service and satisfactorily performing its intended function.

f) **"Backup Protection"** *means* A form of protection that operates independently of the specified Components in the primary protective System. It may duplicate the primary protection or may be intended to operate only if the primary protection fails or is temporarily out of service.

g) **"Backup Reserve**" *means* Refers to a Generating Unit that has Fast Start capability and can synchronize with the Grid to provide its declared capacity for a minimum time period as agreed.

h) **"Best Industry Practice"** *means* The practices and methods not specified in specific standards but that are generally accepted by the power industry to be sound and which ensure the safe and reliable planning, operation, and maintenance of a Power System.

i) **"Black Start**" *means* The process of recovery from Total System Blackout using a Generating Unit with the capability to start and

		synchronize with the Power System without Grid power supply.
j)	**"Business Day"** *Means*	Any day on which the government office is open for business.
k)	**"Capability and Availability Declaration"** *means*	Refers to the data submitted by the Generator for its Scheduled Generating Unit, which is used by the Designated System Operator in preparing the day-ahead Generation Schedule. It includes declaration of Generation Scheduling and Dispatch parameters.
l)	**"Central Dispatch"** *means*	The process of issuing Dispatch Instructions to the Grid Owner, Generator, Distributor and/or High Voltage Consumer by the Designated System Operator to achieve an economic operation while maintaining Power Quality, Stability, Reliability and Security of the Grid.
m)	**"Check Meter"** *means*	The tariff metering system installed, owned and maintained by receiver of electricity.
n)	**"Completion Date"** *means*	The date, specified in the Connection Agreement or Amended Connection Agreement, when the User Development is scheduled to be ready for full commercial operation.
o)	**"Component"** *means*	A piece of Equipment, a line or circuit, a section of line or circuit, or a group of items, which is viewed as a unit for a specific purpose.
p)	**"Connection"** *means*	The electric lines and electric Equipment used to join a User System with the Grid.
q)	**"Connection Agreement"** *means*	An agreement between a User and the Grid Owner, which specifies the terms and conditions pertaining to the connection of the User System or Equipment to a new Connection Point in the Grid.
r)	**"Connection Date"** *means*	The date, specified in the Connection Agreement or Amended Connection Agreement, when the User Development is ready for physical connection to the Grid.
s)	**"Connection Point"** *means*	The point of connection of the User System or Equipment to the Grid.

t)	**"Connection Point Drawings"** *means*	The drawings prepared for each Connection Point, which indicate the equipment layout, common protection and control, and auxiliaries at the Connection Point.
u)	**"Contingency Reserve"** *means*	Generating capacity that is intended to take care of the loss of the largest synchronized Generating Unit or the power import from a single Grid interconnection, whichever is larger. Contingency Reserve includes Spinning Reserve and Backup Reserve.
v)	**"Critical Loading"** *means*	Refers to the condition when the loading of transmission lines or substation Equipment is between 90 percent and 100 percent of the continuous rating.
w)	**"Declared Available Capacity"** *means*	The estimated net capacity of the Generating Units announced by the Generator that equals the Dependable Capacity less any reductions due to Scheduled Outage, Forced Outage or Maintenance Outage.
x)	**"Declared Data"** *means*	The data provided by the Generator, Distributor and/or High Voltage Consumers in accordance with the most recent parameters.
y)	**"Demand"** *means*	The active Power and/or reactive power at a given instant or averaged over a specified interval of time, that is actually delivered or is expected to be delivered by an electrical Equipment or a supply System
z)	**"Demand Control"** *means*	The reduction in Demand for the control of frequency when the Grid is in an Emergency State.
aa)	**"Demand Forecast"** *means*	The projected Demand and Active Energy related to a Connection Point in the Grid.
ab)	**"Designated System Planner"** *means*	An entity designated the responsibility of strategically planning, design, and optimization of electrical power systems.
ac)	**"Detailed Planning Data"** *means*	Additional data, which the Grid Owner requires, for conducting more accurate Grid planning study.
ad)	**"Dispatch Instruction"** *means*	Refers to the instruction issued by the Designated System Operator to the Generators with Scheduled Generating Units and/or the Generator whose Generating Units will

	provide Ancillary Services to implement the final Generation Schedule in real time.
ae) **"Dispatch"** *means*	The process of apportioning the total Demand of the Grid through the issuance of Dispatch Instructions to the Scheduled Generating Units and the Generating Units providing Ancillary Services in order to achieve the operational requirements of balancing Demand with generation that will ensure the Security of the Grid.
af) **"Distribution System"** *means*	The system of electric lines and electrical equipment at voltage levels of 33KV and below.
ag) **"Distributor"** *means*	An Electric Cooperative, private corporation, government-owned utility, or existing local government unit that has an exclusive franchise to operate a Distribution System.
ah) **"Electrical Diagram"** *means*	A schematic representation, using standard electrical symbols, which shows the connection of Equipment or Power System Components to each other or to external circuits.
ai) **"Electric Cooperative"** *means*	A cooperative or corporation authorized to provide electricity services pursuant to NEA Cooperative Rural Electrification Regulations, 2060.
aj) **"Embedded Generator"** *means*	A person or entity that generates electricity using a Generating Plant that has no direct connection to the Grid and is connected to the Distribution System or the System of any User.
ak) **"Emergency State"** *means*	The Grid operating condition when a Multiple Outage Contingency has occurred without resulting in Total System Blackout and any of the following conditions is present: (a) generation deficiency exists; (b) Grid transmission voltages are outside the limits of 0.90 and 1.10; or (c) the loading level of any transmission line or substation Equipment is above 110 percent of its continuous rating.
al) **"Equipment"** *means*	All apparatus, machines, conductor, etc. used as part of, or in connection with, an electrical installation.
am) **"The Commission"** *means*	Electricity Regulatory Commission established pursuant to the Act.

an) **"Event"** *means* An unscheduled or unplanned occurrence of an abrupt change or disturbance in a Power System due to fault, Equipment Outage or Equipment mal-operation.

ao) **"Fast Start"** *means* The capability of a Generating Unit or Generating Plant to start and synchronize with the Grid within 5 minutes.

ap) **"Fault Clearance Time"** *means* The time interval from fault inception until the end of the arc extinction by the circuit breaker.

aq) **"Fiscal Year"** *means* Based on Bikram Sambat (Nepalese Calendar) year beginning on the first day of the month of Shrawan and ending on the last day of the following month of Asadh.

ar) **"Forced Outage"** *means* An Outage that results from emergency conditions directly associated with a Component, requiring that it be taken out of service immediately, either automatically or as soon as switching operations can be performed. Also, an Outage caused by human error or the improper operation of Equipment. This excludes Scheduled Outages and Maintenance Outages.

as) **"Frequency Control"** *means* A strategy used by the Designated System Operator to maintain the frequency of the Grid within the limits prescribed by the Grid Code by the timely use of Frequency Regulating Reserve, Contingency Reserve, and Demand Control.

at) **"Frequency Regulating Reserve"** *means* Refers to a Generating Unit that assists in Frequency Control by providing automatic Primary and/or Secondary Frequency response.

au) **"Generating Plant"** *means* A facility, consisting of one or more Generating Units, where electricity is produced from some other form of energy by means of a suitable apparatus.

av) **"Generating Unit"** *means* The combination of an alternator and a turbine set or a reciprocating engine and all of its associated equipment, which together represents a single electricity generating machine.

aw) **"Generation Schedule"** *means* Refers to the schedule that indicates the hourly output of the Scheduled Generating Units and the list of Generating

	Units that will provide Ancillary Services for the next Schedule Day.
ax) **"Generator"** *means*	Any person or entity with a license, which has among its objectives the establishment and operation of generating stations.
ay) **"Grid Impact Studies"** *means*	A set of technical studies which are used to assess the possible effects of a proposed expansion, reinforcement, or modification of the Grid or a User Development and to evaluate Significant Events.
az) **"Grid Owner"** *means*	The licensees who are responsible for operation, maintenance and expansion of the Grid.
ba) **"High Voltage"** *means*	A voltage level of 66 kV and above.
bb) **"High Voltage Consumer"** *means*	A person to whom electricity is provided and who has supply at 66 kV or higher voltage.
bc) **"IEC"** *means*	International Electro-Technical Commission.
bd) **"IEC Standard**" *means*	The international standard for electro- technical Equipment approved and published by IEC.
be) **"Implementing Safety Coordinator"** *means*	The Safety Coordinator assigned by the Grid Owner or the User to establish the requested Safety Precaution in the Grid or User System.
bf) **"Integrated Nepal Power System"** or **"The Grid"** *means*	The system of High Voltage (66 kV or above) electric lines and electrical equipment owned and/or operated by the Grid Owner for the purpose of the transmission of electricity between Power Stations and Distribution Systems as specified in prevailing Electricity Act of Nepal.
bg) **"Independent Power Producers"** or **"IPP"** *means*	A generator owning a Generating Plant, who is not classified as a Public Sector Entity.
bh) **"Island Grid"** *means*	A Generating Plant or a group of Generating Plant and its associated load, which is isolated from the rest of the Grid but is capable of generating and maintaining a stable supply of electricity to the customers within the isolated area.

bi) **"Isolation"** *means*	The electrical separation of a part or Component from the rest of the electrical Power System to ensure safety when that part or Component is to be maintained or when electric service is not required.
bj) **"Load Dispatch Centre"** *means*	The control centre located in Kathmandu which is responsible for managing the operation of the Power System through coordination of generation, transmission and distribution on a real time basis.
bk) **"Main Meter"** *means*	The tariff metering system installed, owned and maintained by the supplier of electricity.
bl) **"Maintenance Outage"** *means*	An Outage which is not part of a Scheduled Outage and which, if postponed by more than two days, could cause harm to Equipment and/or personnel.
bm) **"Maintenance Program"** *means*	A set of schedules, which are coordinated by the Grid Owner and the Designated System Operator, specifying planned maintenance for Equipment in the Grid or in any other User System.
bn) **"Manual Load Dropping"** or **"MLD"** *means*	The process of manually and deliberately removing pre-selected Demand from a Power System in response to an abnormal condition and in order to maintain the integrity of the Power System.
bo) **"Metering Point"** *means*	The point identified in the Power Purchase Agreement or Connection or Amended Connection Agreement, where energy is measured.
bp) **"Minimum Stable Loading"** *means*	The minimum demand that a Generating Unit can safely maintain for an indefinite period of time.
bq) **"Multiple Outage Contingency"** *means*	An Event caused by the failure of two or more Components of the Grid including Generating Units, transmission lines, and/or transformers.
br) **"Nepal Electricity Authority"** *means*	A public sector power utility with a license for generation, transmission and distribution of electricity throughout the country, pursuant to Nepal Electricity Authority Act, 2041 (1984)

bs)	**"NEA Distribution & Consumer Services"** *means*	An entity within the NEA organization, which serves as Distributor
bt)	**"NEA Engineering Company Pvt. Ltd."** *means*	An entity within the NEA organization, which is responsible for hydropower project development and which provides engineering services to various entities within the NEA.
bu)	**"NEA Generation"** *means*	An entity within the NEA organization, which serves as Generator and developer of NEA-owned Generating Plants.
bv)	**"Designated Power Trader"** *means*	An entity which is responsible for negotiation and processing of Power Purchase Agreements and cross-border power trade.
bw)	**"NEA, Transmission & System Operation"** *means*	An entity within the NEA organization, which is comprised of following three departments: • Grid Operations which fulfils the role of one of the Grid Owner for the purposes of the Grid Code • Designated System Operator • Transmission Line and Substation Construction
bx)	**"Negative Sequence Unbalance Factor"** *means*	The ratio of the magnitude of the negative sequence component of the voltages to the magnitude of the positive sequence component of the voltages, expressed in percent.
by)	**"Normal State"** *means*	The Grid operating condition when the System frequency, voltage, and transmission line and equipment loading are within their normal operating limits, the Operating Margin is sufficient, and the Grid configuration is such that any fault current can be interrupted and the faulted equipment isolated from the Grid.
bz)	**"Operating Margin"** *means*	The margin of generation over the total Demand plus losses that is necessary for ensuring power quality and security. It is the sum of Frequency Regulating Reserve and Contingency Reserve and system losses.
ca)	**"Operating Program"** *means*	A periodic program prepared by the Grid Owner and the Designated System Operator based on data submitted by Generators and Users which specifies the expected

	Availability and aggregate capability of generation to meet forecasted Demand.
cb) **“Outage”** *means*	The reduction of capacity or taking out of service of a Generating Unit, transmission system or distribution system.
cc) **“Output Usable”** *means*	That portion of registered capacity which is available for dispatch.
cd) **“Partial System Blackout”** *means*	The condition when a part of the Grid is isolated from the rest of the Grid and all generation in that part of the Grid has shut down or tripped off.
ce) **“Party”** *means*	Any person, company, organization, authority, firm or association subject to the provisions of the Grid Code.
cf) **“Point of Grounding”** *means*	The point on the Grid or the User System at which Grounding can be established for safety purposes.
cg) **“Point of Isolation”** *means*	The point on the Grid or the User System at which Isolation can be established for safety purposes.
ch) **“Power Line Carrier”** *means*	A communication Equipment used for transmitting data signals through the use of power transmission lines.
ci) **“Power Purchase Agreement”** *means*	The agreement between a Generator and a buyer in which, subject to certain conditions, the buyer agrees to purchase the electrical output of the Generator.
cj) **“Power Quality”** *means*	The quality of the voltage, including its frequency and resulting current that are measured in the Grid, Distribution System, or any User System.
ck) **“Power System”** *means*	The combination of the Grid, Distribution System and Generating Plants.
cl) **“Power System Master Plan**” *means*	Twenty (20) year plan for the Power System reviewed annually and updated every five (5) years covering all issues relating to the Power System.
cm) **“Primary Response”** *means*	The automatic response of a Generating Unit to Frequency changes, from zero to five second from time of Frequency change, and which is fully available for the next 25 second.

cn) **"Rastriya Prasaran Grid Co. Ltd."** *means*	A company registered in Office of Company Registrar with registration number 136901/71/72 pursuant to Company Act, 2063 with the objective of transmitting and evacuating the electric power.
co) **"Reactive Power Capability Curve"** *means*	A diagram which shows the reactive power capability limit versus the Real Power within which a Generating Unit is expected to operate under normal conditions.
cp) **"Registered Equipment Data"** *means*	Data submitted by a User to the Grid Owner at the time of Connection of the User System to the Grid.
cq) **"Reliability"** *means*	The probability that a System or Component will perform a required task or mission for specified time in a specified environment.
cr) **"Safety Coordinator"** *means*	A person designated and authorized by the Grid Owner or the User to be responsible for the coordination of Safety Precautions at the Connection Point when work or testing is to be carried out on a System which requires the provision of Safety Precautions for HV Equipment.
cs) **"Safety Rules"** *means*	The rules that seek to safeguard personnel working on the Grid or User System from the hazards arising from the Equipment or the Grid or User System.
ct) **"Safety-Plate"** *means*	A label conveying a warning against possible interference or intervention as defined in the safety clearance and tagging procedures.
cu) **"Schedule Day"** *means*	The period from 00:00 hours to 24:00 hours each day.
cv) **"Scheduled Generating Plant"** *means*	A Generating Plant whose Generating Units are subject to Central Dispatch by the Designated System Operator.
cw) **"Scheduled Generating Unit"** *means*	A Generating Unit within a Scheduled Generating Plant.
cx) **"Scheduled Outage"** *means*	The Outage of a Component or Equipment planned by Generator and/or Grid Owner and which is approved by the Designated System Operator.
cy) **"Scheduling"** *means*	The process of determining the Generators that shall provide Energy and Ancillary Services taking into account

	the operational constraints in the Grid for a period of time in the future.
cz) **"Secondary Response"** *means*	The automatic response to Frequency which is fully available 25 seconds from the time of Frequency change to take over from the Primary Response, and which is sustainable for at least 30 minutes.
da) **"Security"** *means*	The continuous operation of a power system in the Normal State, ensuring safe and adequate supply of power, even when some parts or Components of the System are on Outage.
db) **"Significant Event Notice"** *means*	A notice issued by the Designated System Operator or any User if a Significant Event has transpired on the Grid or the User System, as the case may be.
dc) **"Significant Event"** *means*	An Event on the Grid or the System of any User that has a serious or widespread effect on the Grid or the User System.
dd) **"Single Outage Contingency"** *means*	An Event caused by the failure of one Component of the Grid including a Generating Unit, transmission line, or a transformer.
de) **"Site"** *means*	Refers to a substation or switchyard in the Grid or the User System where the Connection Point is situated.
df) **"Small Generator"** *means*	Generating facility with aggregate generating capacity less than or equal to 20 MW.
dg) **"Spinning Reserve"** *means*	The component of Contingency Reserve which is synchronized to the Grid and ready to take on load.
dh) **"Stability"** *means*	The ability of the dynamic Components of the Power System to return to a normal or stable operating point after being subjected to some form of change or disturbance.
di) **"Standard Planning Data"** *means*	The general data required by the Grid Owner as part of the application for a Connection Agreement or Amended Connection Agreement.

dj) **"Start-Up"** *means*	The process of bringing a Generating Unit from Shutdown to synchronous speed.
dk) **"Supervisory Control and Data Acquisition"** *means*	A system of remote control and telemetry used to monitor and control a Power System.
dl) **"System"** *means*	Refers to the Grid or Distribution System or any User System. Also a group of Components connected or associated in fixed configuration to perform a specified function.
dm) **"Designated System Operator"** *means*	The entity which owns, operates and maintains the Load Dispatch Centre. Designated System Operator is responsible for Central Dispatch, provision of Ancillary Services, and operation and control to ensure safety, Power Quality, Stability, Reliability, and Security of the Grid.
dn) **"System Test Procedure"** *means*	A procedure that specifies the switching sequence and proposed timing of the switching sequence, including other activities deemed necessary and appropriate by the Test Committee in carrying out the System Test.
do) **"System Test"** *means*	The set of tests which involve simulating conditions or the controlled application of unusual or extreme conditions that may have an impact on the Grid or the User System.
dp) **"The Act"** *means*	Electricity Regulatory Commission Act, 2074 (2017).
dq) **"The Grid Code"** *means*	Nepal Electricity Grid Code, 2080 (2023).
dr) **"The Rules"** *means*	Electricity Regulatory Commission Rules, 2075 (2018)
ds) **"Total System Blackout"** *means*	The condition when all generation in the Grid has ceased, the entire System has shut down, and the Designated System Operator must implement a Black Start to restore the Grid to its Normal State.
dt) **"Transmission Development Plan"** *means*	The program for expansion, reinforcement, and rehabilitation of the Grid which is prepared by the Designated System Planner.

du) **"User"** *means*	A person or entity that uses the Grid and related facilities.
dv) **"User Development"** *means*	The System or Equipment to be connected to the Grid or to be modified, including the relevant proposed new connections and/or modifications within the User System that requires a Connection agreement or an Amended Connection agreement.
dw) **"User System"** *means*	Refers to a System owned or operated by a User.
dx) **"Voltage Unbalance"** *means*	Refers to the Negative Sequence Unbalance Factor or the Zero Sequence Unbalance Factor.
dy) **"Voluntary Load Curtailment"** *means*	The agreed self- reduction of Demand by identified industrial Customers to assist in Frequency Control when generation deficiency exists.
dz) **"Week"** *means*	A period of seven (7) days which starts at 00:00 hours on Sunday and ends at 24:00 hours on Saturday.
ea) **"Zero Sequence Unbalance Factor"** *means*	The ratio of the magnitude. of the zero sequence components of the voltages to the magnitude of the positive sequence components of the voltage, expressed in percent.

CHAPTER 2: GRID CODE MANAGEMENT

2.1 OBJECTIVE

The objectives of the Grid Code Management (GCM) are:

(a) To specify the process for the enforcement, interpretation, revision and recommendation pertaining to all aspects of management and operation of the Grid Code.

(b) To ensure compliance and enforcement of the Grid Code at planning, operation and maintenance level;

2.2 SCOPE OF APPLICATION

The provisions of the Grid Code Management apply to all Parties, including the following:

(a) Grid Owner(s);
(b) Designated System Operator;
(c) Generator;
(d) Distributor; and
(e) Any other entity with a User System connected to the Grid.

2.3 GRID CODE MANAGEMENT COMMITTEE

2.3.1 Functions of Grid Code Management Committee

The Commission shall establish a Grid Code Management Committee within one month of the approval of the Grid Code which shall have the following functions:

(a) Monitor implementation of the Grid Code;
(b) Review, evaluate, and when appropriate, approve suggestions for amendments to the Grid Code submitted by any User of the Grid;
(c) Recommend to the Commission for the amendments of the Grid Code that the Committee believes to be desirable or necessary;
(d) Issue guidance on implementation of the Grid Code to the Users of the Grid when requested;
(e) Recommend to the Commission for the necessary actions against a Party who fails to comply with any provision of the Grid Code;
(f) Prepare reports on the activities of the GCMC for submission to the Commission; and
(g) Constitute Sub-Committees as and when required.

2.3.2 Membership of the GCMC

2.3.2.1 The composition of the GCMC shall be as follows:

(a) ERC shall assign/appoint a chairperson of the GCMC from among the Chairperson, Members or Secretary of the Commission;
(b) The Secretariat of GCMC and all its subcommittees shall be located in the Commission.

(c) The Commission shall render all administrative support necessary for the functioning of GCMC and its sub-committees.

(d) ERC shall appoint a Member Secretary for the GCMC;

(e) Other members of the GCMC shall include the followings:

(1) One member from the Designated System Operator;
(2) One member from Grid Owner (NEA);
(3) One member from Designated System Planner;
(4) One member from Generator;
(5) One member from Technical Services Department under Distribution and Consumer Services Directorate of the NEA;
(6) One member from Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation;
(7) One member from Grid Owner (RPGCL);

(f) Representative from Generation of the NEA, Independent Power Producers, High Voltage Consumers, Academic Institutions and Private Distributors and/or whosoever is deemed to be necessary, shall be invited to the GCMC meeting as and when required.

2.3.2.2 Member from the Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation shall be not below the rank of second class Gazetted Officer. Members from the other participating organizations shall preferably be the rank of directors/departmental head. All members shall have sufficient knowledge in the field of Grid operation, planning and development.

2.3.3 GCMC Operating Cost

2.3.3.1 The operating cost of the GCMC and its sub committees, including staff shall be borne by the Commission.

2.3.3.2 The GCMC shall prepare and submit the budget requirements for the following fiscal year to the Commission by the end of Falgun (mid-March) of the current year. The budget shall include any allowances to be given to GCMC members and its invitees.

2.3.3.3 The GCMC shall operate the budget in accordance with the rules and regulations approved by the Commission.

2.3.3.4 The salaries of all the GCMC members and the subcommittee members shall be the responsibility of their respective employers or sponsoring organizations.

2.3.4 GCMC Rules and Procedures

2.3.4.1 The GCMC shall establish its own rules relating to the conduct of its business. These include:

(a) Administration and operation of the Committee;
(b) Establishment and operation of GCMC Subcommittees;
(c) Evaluation of Grid operation results;
(d) Coordination of dispute resolution process;
(e) Monitoring of Grid Code enforcement;
(f) Revision of Grid Code provisions; and
(g) Coordination with other relevant Acts.

2.3.4.2 The GCMC shall decide issues based on majority voting of the committee.

2.4 GRID CODE MANAGEMENT SUBCOMMITTEES

2.4.1 Grid Planning Subcommittee

2.4.1.1 A Grid Planning Subcommittee shall be established with the following functions:

(a) Review and advise on Grid planning procedures and standards in the system planning
(b) Technically support and assist the System Planning and Impact Studies;
(c) Technically support and assist the Grid Owner with the major Grid reinforcement and expansion plans;
(d) Technically support and assist the Grid Owner/ Grid Operation with the reinforcement, up gradation and equipment replacement plans;
(e) Technically support and assist the Designated System Operator with the necessary dispatch, scheduling and communication plans;
(f) Form a taskforce to assist in conducting the grid impact study; and
(g) Submit reports to GCMC as and when required.

2.4.1.2 The Grid Planning Subcommittee shall be composed of following members:

(a) The GCMC shall appoint the chairperson of the subcommittee;
(b) One member from the Designated System Planner of rank not below Deputy Manager: the representative from Designated System Planner shall assume the role of member secretary of the Sub-committee;
(c) One member from the Grid Owner (NEA);
(d) One member from the Grid Owner (RPGCL);
(e) One member from the Designated System Operator;
(f) One member from the Technical Services Department of Distribution and Consumer Services of the NEA; and
(g) One member from Generator.

2.4.1.3 The members including the Chairperson shall be engineers having sufficient technical background and experience in planning. All members shall be not below the rank of Deputy Manager of relevant Departments unless specified otherwise.

2.4.2 Grid Operation and Reliability Subcommittee

2.4.2.1 A Grid Operation and Reliability Subcommittee shall be established with the following functions:

(a) Technically review and make recommendations on the Grid operation procedures and standards adopted in Grid Operation periodically. Technically review and make recommendations on Grid reliability and protection procedures adopted in the Grid Operation;
(b) Form a taskforce to assist in preparing grid operation procedure and standards;
(c) Submit reports to GCMC as and when required.

2.4.2.2 The Grid Operation and Reliability Subcommittee shall be composed of following members:

(a) The Director or Departmental Head of the Grid Owner (NEA) shall act as the chairperson of the subcommittee;
(b) One member from the Grid Owner (NEA) shall assume the role of member secretary of the Subcommittee;

(c) One member from the Designated System Operator ;
(d) One member from the Grid Owner (RPGCL);
(e) One member from the Distribution and Consumer Services of the NEA; and
(f) One member from the Generation.

2.4.2.3 The members shall be electrical/electronics/mechanical engineers with sufficient technical background and experience in Grid operation and/or protection. All members shall be not below the rank of Deputy Manager of relevant Departments unless specified otherwise.

2.4.2.4 Other Grid Management Subcommittees

The GCMC may establish other ad hoc subcommittees as and when necessary.

2.5 GRID CODE DISPUTE RESOLUTION

2.5.1 In the event of any conflict between any provision of the grid code and any contract or agreement between the grid owners and user, the provision of the Grid Code shall prevail.

2.5.2 In the event of any dispute regarding interpretation of any part of the Grid Code provision between the User and the Grid Owners parties may request to the Commission for its decision. The Commission's decision shall be final and binding.

2.5.3 When the dispute arises between stakeholders, the parties attempt to settle the dispute amicably by negotiation.

2.5.4 The dispute which cannot be settled amicably within 30 days after receipt by one party of the other party's request, may be referred to GCMC for mediation. GCMC shall complete the mediation within 30 days.

2.5.5 If the dispute is not resolved through mediation, the party may file a petition to the Commission to resolve the dispute. The Commission shall resolve the dispute pursuant to the authority vested in it by the Act and the Rules.

2.5.6 The GCMC shall prepare a report on the requests it has received for mediation, the procedural details and the result of such mediation and submit such reports to the Commission once every year.

2.6 COMPLIANCE MONITORING

2.6.1 The GCMC shall ensure, to the extent reasonably possible, that all Parties comply with the provisions of this Grid Code and shall investigate all suspected non-compliance with provisions of the Grid Code by any Party including the Grid Owner and the Designated System Operator.

2.6.2 Any Party that has reason to believe that another Party has failed to comply with provisions of the Grid Code may notify the GCMC. Such notice shall be in writing and shall include the Party suspected of non-compliance, the provision allegedly not complied with, the

circumstances related to the alleged non-compliance and the date and time the alleged non-compliance occurred.

2.6.3 The GCMC shall investigate any alleged non-compliance. The GCMC shall notify the Party alleged to be in non-compliance that a complaint has been made. Such notice shall be in writing and shall include the provision allegedly not complied with, the circumstances related to the alleged non-compliance and the date and time the alleged non-compliance occurred.

2.6.4 Within 15 days of receiving a notice from the GCMC under section 2.6.3, the alleged non-compliant Party shall respond, in writing, to the allegation of non-compliance.

2.6.5 If the alleged non-compliant Party admits that an instance of non-compliance has occurred, the GCMC shall evaluate the non-compliance and prepare a report that includes the details of the non-compliance, an assessment of the impact of such non-compliance on the operation and management of the Grid, an assessment of the likelihood of such non-compliance continuing to occur and an assessment as to whether the non-compliance warrants an amendment to the Grid. Such report shall be issued to all Parties.

2.6.6 If the non-compliant Party denies that an instance of non-compliance has occurred or fails to respond to the notice sent by the GCMC within the stipulated time, the GCMC shall investigate the complaint and determine whether the alleged Party was in non-compliance with the Grid Code.

2.6.7 Following the investigation by the GCMC, the GCMC shall prepare a report that includes their determination as to whether the alleged Party was in non-compliance, the details of the non-compliance, an assessment of the impact of such non-compliance on the operation and management of the Grid, an assessment of the likelihood of such non-compliance continuing to occur and an assessment as to whether the non-compliance warrants an amendment to the Grid Code. Such report shall be issued to all Parties.

2.7 GRID CODE ENFORCEMENT

2.7.1 Enforcement Process

2.7.1.1 The GCMC shall initiate sanctions against the Party or the Parties it has determined to be in non-compliance with any provision of the Grid Code.

2.7.1.2 The procedures for the enforcement process shall be as follows:

(a) The GCMC shall serve a notice in writing to the non-compliant Party with the specifics of the non-compliance along with the recommended course of action necessary to rectify the non-compliance;

(b) The offending Party shall respond in writing its reaction to the notice within five (5) days of receiving the notice from the GCMC. Its reaction shall state whether or not it will comply with the course of action recommended by the GCMC;

(c) If the GCMC is satisfied with the response, it shall notify the Party in writing that the issue has been resolved; and

(d) If the GCMC is not satisfied with the response or if the event of non-compliance was of a serious nature that impacted the security, reliability and efficient operation and management of the Grid, the GCMC shall document the non-compliance committed by the Party and submit a report to the Commission, including the recommended course of action which could include warnings, disciplinary action and, in the extreme case, disconnection.

2.8 GRID CODE REVISION AND AMENDMENTS

2.8.1 The GCMC Secretary shall present all proposed revisions of the Grid Code to the GCMC for its consideration.

2.8.2 The Grid Owner shall send to the Commission following reports at the conclusion of each Review Meeting of the Panel.

(a) A report on the outcome of such review.
(b) Any proposed revisions to the Grid Code as the Grid Owner reasonably thinks necessary for the achievement of the defined objectives.
(c) All written representations or objections from Users arising during the review.

2.8.3 All revisions to the Grid Code shall require approval of the Commission. The Commission shall publish revisions to the Grid Code as amendments once approved by the Commission.

2.8.4 The Grid Owner shall present proposals to the Commission to allow relaxations, where Users have justified difficulties in meeting the Grid Code requirements.

2.8.5 The revision number and date of issue shall appear on every page of the Grid Code.

2.8.6 Every change from the previous version shall be clearly marked in the margin. In addition, a revision sheet shall be placed at the front of the revised version that lists the number of every changed sub-Section, together with a brief description of change.

2.9 GCMC MEETING

The GCMC shall meet at least three times in a year. It shall hold meetings as often as required to handle problems and issues referred to it.

2.10 NO LIMITATIONS TO BE POSED TO THE COMMISSION'S AUTHORITY

Nothing shall restrict or limit the power of the Commission to undertake actions in excess of that is decided, resolved or recommended by the GCMC, if in the view of the Commission, such actions are necessary for fulfilling the duties and responsibilities mandated and for exercising rights vested by the Act and the Rules. No decision, resolution or recommendation of GCMC shall compel the Commission in taking decisions or action, which in view of the Commission, and pursuant to the Act and the Rules, is not the best course of action for the Commission regarding the matter on which such decision, resolution or recommendation has been made by GCMC.

CHAPTER 3: GRID PLANNING

3.1 OBJECTIVE

The objective of the Planning Code is to specify:

(a) Responsibilities of the Designated System Planner, Designated System Operator, Grid Owner, Grid Planning Subcommittee and other Users in planning the development of the Grid;
(b) Different technical studies that need to be conducted in the planning process;
(c) Planning procedures that need to be followed by all Users including the Designated System Planner and the Designated System Operator; and
(d) Type of data required by the Designated System Planner from Generators, Distributors, High Voltage Consumers and various Users and timescales for submission of that data.

3.2 SCOPE OF APPLICATION

The provisions of the Planning Code apply to all Parties, including the following:

(a) Designated System Planner
(b) Grid Owner;
(c) Designated System Operator;
(d) Generators;
(e) Distributors; and
(f) Any other entity with a User System connected to the Grid.

3.3 PLANNING RESPONSIBILITIES

3.3.1 The Designated System Planner shall be responsible for Grid planning. Specific activities of the Department include:

(a) Annually, reviewing performance of the Grid for the immediate past year in terms of its capability to serve future generation and Demand;
(b) Projection of Demand growth in the Grid;
(c) Identifying constraints in the Grid that could pose an operational risk and at the same time reduce efficiency through outages and poor quality power supply;
(d) Assessing through various technical studies analysing impact of new Connections (Generators, Distributors or other Users) or modification of existing facilities at the Connection Point; and
(e) Planning expansion of the Grid in coordination with Generation Expansion Plan to meet future Demand growth.

3.3.2 Users (Generators, Distributors and Other agencies) shall cooperate with the Designated System Planner in providing necessary planning data at the time required by the Grid Code section 3.4.

3.4 GRID PLANNING PROCEDURES

3.4.1 General Planning Procedures

In general, the following procedures shall be adopted in planning new Grid developments or reinforcements or conducting Grid Impact Studies:

(a) Collection of details from the Grid Owner on the past performance of the Grid, with focus on congestion and reliability problems of the Grid;
(b) Collection of details from the Grid Owner on the past loadings of transmission lines and substations;
(c) Collection of Demand forecast including any new specific loads from Distributors and other Users and preparation of a cohesive Demand Forecast for 15 years ahead;
(d) Collection of details on committed future expansion projects on Generation, Transmission and Distribution;
(e) Identifying Grid reinforcement requirements;
(f) Preparation of short term (5 years) Grid expansion plan;
(g) Development of long term (15 years) Grid expansion plan (TDP);
(h) Analysing impact on the Grid from new Connections and/or modifications in the existing Connection facilities.

3.4.2 Submission of Planning Data

3.4.2.1 Demand Forecast Data

3.4.2.1.1 By the 15th day of Bhadra (end of August), Distributors, High Voltage Consumers and other Users shall submit to the Grid Owner (through Distributors) annual minimum, maximum and average demand and energy consumption for each Distribution System on monthly basis for the immediate past fiscal year. The values of Energy and Demand consumed by supply areas served directly by Generator switchyard at the Connection Point shall also be included in the Data submitted by Distributors but shown separately. The values for High Voltage Consumers shall also be indicated separately to avoid duplication.

3.4.2.1.2 Distributors shall provide the Grid Owner annual energy and Demand Forecast for High Voltage Consumers at each Connection Point separately from the Distribution System by the 15th day of Bhadra (end of August).

3.4.2.1.3 Distributors shall provide the Grid Owner, by the 15th day of Bhadra (end of August), annual energy and Demand Forecast for existing High Voltage Consumers at each Connection Point, if the load is expected to increase by more than 1 MW over the previous year.

3.4.2.1.4 Distributors shall provide the Grid Owner, by the 15th day of Bhadra (end of August), area specific loads arising from irrigation, industrial development centres, town developments, etc.

3.4.2.1.5 For the purpose of Impact Studies proposed for new Grid substation or modification to existing connections, the proposal shall contain details of projected load at the new substations and the number of loads expected at existing neighbouring substations, net of load transferred to the new substation,

3.4.2.1.6 The Grid Owner shall forward to the Designated System Planner and the Designated System Operator all Planning Data received from Generators, Distributors, High Voltage Consumers, existing as well as prospective Users within seven days from the day it receives such data.

3.4.2.2 **Connection Facilities Data**

3.4.2.2.1 By the end of Bhadra (mid-September), the Grid Owner shall provide the Designated System Planner following information for the previous fiscal year on existing Grid substations:

(a) Active load in MW on maximum peak day;
(b) Reactive load in MVAR on maximum peak day;
(c) Power factor on maximum peak day;
(d) Active load in MW on minimum peak day;
(e) Reactive load in MVAR on minimum peak day;
(f) Power factor on minimum peak day; and
(g) Annual maximum load of each power transformer and each feeder.

3.4.2.2.2 Distributor shall seek from the Grid Owner prior approval to any permanent major shifting of load (above 1 MW) among neighbouring substations and any major changes in the system configuration.

3.4.2.2.3 By the end of the months of each Aswin (mid-October), Generator shall provide the Designated System Planner following details on existing switchyard for the previous fiscal year:

(a) Maximum load on transformer, MW;
(b) Maximum reactive load on transformers, MVAR;
(c) Power factor;
(d) Dates of maximum load on transformers; and

3.4.2.2.4 By the end of Aswin (mid-October), Grid Owner, and other Users (through the Grid Owner) shall submit to the Designated System Planner any changes to the Standard Planning Data specified in Appendix A and Detailed Planning Data for their equipment at each Connection Point specified in Appendix B.

3.5 GRID DEVELOPMENT AND REINFROCEMENT PLANS

3.5.1 Grid Demand Forecast

3.5.1.1 The Designated System Planner shall review the Demand Forecast for the immediate past fiscal year vis-à-vis the actual Demand data submitted by Distributors and prepare new Demand Forecast for the following 15-year period.

3.5.1.2 The Demand Forecast draft report shall be submitted to the planning subcommittee for comment and suggestion by end of Aswin (mid-October).

3.5.1.3 The Designated System Planner shall prepare the final report on Grid Demand Forecast, incorporating comments provided by the Grid Planning Sub-Committee and submit it to the GCMC for approval by the end of Kartik (mid-November).

3.5.1.4 The GCMC shall approve the final report by the end of Mangsir (mid-December)

3.5.2 Generation Expansion Plan

3.5.2.1 To meet Demand Forecast based on the final report on Grid Demand Forecast pursuant to Section 3.5.1.3 above, the Designated System Planner shall review the Least Cost Generation Expansion Plan developed in the previous fiscal year, considering generation program of

existing Generators, newly committed generation projects and the level of study of various other potential projects.

3.5.2.2 For preparation of the Least Cost Generation Expansion Plan (LCGP), Generators shall make available to the Designated System Planner commissioning date of ongoing and committed generation projects by the end of Kartik (mid-November).

3.5.2.3 For preparation of the LCGP, Designated Power Trader shall make available to the Designated System Planner list of candidate projects with details including project cost, earliest commissioning date, monthly peaking capacity, generation capability and five hydrological conditions (95%, 80%, 50%, 15% and 5%) by the end of Kartik (mid-November).

3.5.2.4 Designated Power Trader shall provide the Designated System Planner details on committed import and export power latest by the end of Kartik (mid-November).

3.5.2.5 Designated Power Trader shall provide the Designated System Planner details of Power Purchase Agreements signed in the previous fiscal year and technical features of IPP projects by the end of Kartik (mid-November).

3.5.2.6 The Least Cost Generation Expansion Plan (LCGP) shall be submitted to the Planning subcommittee by the end of Poush (mid-January). After incorporating comment of Planning Subcommittee it shall be submitted to the Commission for approval by end of Magh (mid-February).

3.5.3 Short-Term Grid Operational Plan

3.5.3.1 The Designated System Planner shall conduct an annual review of the performance of the Grid with a planning horizon of five (5) years, considering current and forecast Demand, proposed generation pattern, commissioning date of ongoing and committed transmission line and substation projects.

3.5.3.2 Since maintaining voltage is a serious problem, the study shall pay special attention on the requirements of capacitors and reactors.

3.5.3.3 The report on the Short-Term Grid Operational Plan, prepared on the basis of the above review, shall contain:

(a) Annual projections of Grid Demand;
(b) Details of Generators;
(c) Details of annual network topology;
(d) Details of load flow, short circuit analyses and stability studies for normal and single contingency condition;
(e) Alternative scenarios of above studies with alternative Demand forecast and Generators; and
(f) Recommendations of the Designated System Planner on the Short-Term Grid Operational Plan, including anticipated deficiencies in generation and proposed Grid plan, which could pose operational problems in the future.

3.5.3.4 The study shall identify deficiencies in the Grid and evaluate alternative transmission plans on technical and economical basis to mitigate, if not completely eliminate, the Grid problems. The report shall contain reinforcement plans that require immediate implementation.

3.5.3.5 The report on the Short-Term Grid Operational Plan shall be submitted by the Designated System Operator to the GCMC for approval by the end of Magh (mid-February) with the attachment of planning subcommittee suggestion .

3.5.3.6 The Designated System Operator shall notify Users of any planned development in the Grid that may have an impact on the User System.

3.5.4 Transmission Development Plan

3.5.4.1 The Designated System Planner shall review every year the existing Transmission Development Plan (TDP) along lines similar to the short-term grid operational plan.

3.5.4.2 The report on TDP shall be submitted to the GCMC by the end of Falgun (mid-March).

3.5.4.3 Final TDP report shall be made ready by the Designated System Planner not later than the end of Chaitra (mid-April).

3.5.5 Power System Master Plan

3.5.5.1 The Designated System Planner shall review every year the existing Power System Master Plan, consolidating all studies on Demand forecast, Least Cost Generation Expansion Plan and Transmission Development Plan, including short-term grid operational plan.

3.5.5.2 The Power System Master Plan shall be made ready by the end of Jestha (mid-June).

3.6 GRID PLANNING STUDIES

3.6.1 General Planning Criteria

3.6.1.1 In transmission planning, several different studies are conducted in order to verify the following when subjected to various disturbances. These studies shall be carried out periodically and prior to authorizing any new Connection Point or modification in the existing Connection Point:

(a) The steady-state behaviour of the Grid;
(b) Maximum transfer capability of transmission lines, which will ensure security of the Grid; and
(c) Behaviour of the Grid after transients produced by disturbances or switching operations.

3.6.1.2 Presently, the Designated System Planner uses deterministic approach in transmission line planning and this method shall be continued till alternative methodology is recommended by the GCMC and approved by the Commission.

3.6.1.3 The following prevailing criteria shall be adopted for supply reliability in planning a second circuit for existing radial line:

(a) (N-1) condition should be established for radial lines that supply more than 50 MW load.
(b) Where a second circuit can be added to existing towers, a minimum of 35 MW load is required for justification of (N-1) supply on radial circuits.
(c) Planning of transmission lines from new power plants shall be determined on direct comparison of investment cost and transmission losses.

(d) Unless otherwise economically justifiable, double circuits or multiple circuits should be an absolute requirement only for plants where the size is beyond the maximum sustainable system fault.

(e) Transformer installations shall comply with (N-1) criteria either through installation of excess capacity in the order of the largest transformer unit in the same region or transformer spares shall be shared in the same region.

3.6.1.4 The quality of supply is governed by voltage and frequency. For planning purpose, the following variations in voltage and frequency are permissible:

(a) Voltage variation in normal operation: +/- 5% of nominal voltage.

(b) Voltage variation during emergencies: +/- 10% of nominal voltage

(c) Frequency variation during emergencies: +/- 5% of nominal frequency.

3.6.1.5 The maximum permissible loading on transmission lines and substations shall follow N-1 Contingency Criteria and shall be as follows:

(a) For Normal Conditions:
- Transmission line loading: <100% of thermal capacity of line @ 85^0C;
- Transformer loading: <100% of rated transformer capacity.

(b) For Single Outage Conditions:
- Transmission line loading: <120% of thermal capacity of line @ 85^0C;
- Transformer loading: <120% of rated transformer capacity.

(c) For Severe Outage Conditions:
- Transmission line loading: <120% of thermal capacity of line @ 85^0C;
- Transformer loading: <120% of rated transformer capacity.

3.6.2 Load Flow Study

3.6.2.1 Load flow studies shall be performed to evaluate the behaviour of the Grid for the existing and planned Grid facilities under forecast maximum and minimum load conditions and to study the impact of connection of new generation facilities, loads or transmission lines.

3.6.2.2 For new transmission lines the load conditions that produce the maximum flows through the existing and new lines shall be identified and evaluated.

3.6.2.3 Based on the results of these studies, single contingency cases shall be developed and analysed. Multiple contingencies shall also be analysed for outages of multiple transmission circuits on common structure and/ or rights-of-way.

3.6.2.4 The design of the connection of the new facilities or modification of existing facilities shall be considered satisfactory when the following conditions are achieved:

(a) No overloading of transmission lines or other equipment occurs during normal conditions;

(b) Short term overloading of transmission lines and equipment remains within the pre-established emergency limits for all credible contingencies;

(c) Generator active and reactive power output remain within the unit capability curves; and

(d) Voltage profiles are within the pre-established normal and emergency limits.

3.6.3 Short Circuit Study

3.6.3.1 Short circuit studies shall be conducted to evaluate the effect on the existing Grid equipment of the connection of new generation facilities, the connection of new transmission lines, the construction of new Connection Points or other modifications in the Grid topology.

3.6.3.2 These studies should identify equipment especially circuit breakers that may fail when interrupting possible short circuit currents. Other equipment such as switchyard devices and substation buses that could be permanently damaged when current passing through it overcomes their design limits should also be identified.

3.6.3.3 Alternative Grid configurations (topology) may be studied to reduce the short circuit current to acceptable values. Such topology changes shall be subjected to load flow and stability analysis to ensure that the changes do not cause steady-state load flow or stability problems.

3.6.3.4 Study results shall be considered satisfactory for all feasible and credible conditions when:

a) Short-circuit currents are not beyond the design limit of any existing equipment; and
b) The proposed Grid configurations (topology) are suitable for flexible and safe operation.

3.6.4 Transient Stability Study

3.6.4.1 Transient stability studies shall simulate outages of critical Grid elements such as major transmission lines and large generators. The Grid performance is satisfactory if:

(a) The Grid remains stable after credible contingencies for all forecast load conditions;
(b) The Grid remains controllable after non-credible contingencies. In the case of Grid separation, no total blackouts should occur in any Grid electrical island.

3.6.4.2 Transient stability studies shall be mandatory for all new 132/220/400 kV lines or substations and for the connection of new generating units equal to or larger than 100 MW at 220kV, and 50 MW at 132 kV. In other cases, GCMC shall determine the need of performing transient stability studies.

3.6.5 Steady-State Stability Analysis

Periodic studies shall be performed to determine if the Grid is vulnerable to steady state stability problems. Such problems surface on heavily loaded systems where small disturbances may cause steady-state oscillations, which, if undamped, can lead to major system disturbances. The studies shall identify solutions such as installation of power system stabilizers or identification of safe operating conditions.

CHAPTER 4: PERFORMANCE STANDARDS FOR GRID

4.1 OBJECTIVE

The objective of the Performance Code is to specify:

(a) Minimum technical standards to ensure efficient and reliable operation of Grid; and
(b) Safety standards to ensure protection for personnel.

4.2 SCOPE OF APPLICATION

The provisions of the Performance Code apply to all Parties including the following:

(a) Grid Owner;
(b) Designated System Operator;
(c) Generators;
(d) Distributors; and
(e) Any other entity with a User System Connection to the Grid.

4.3 POWER QUALITY

4.3.1 Voltage Variations

The Designated System Operator shall ensure that the power supply voltage in the Grid at major Connection Point during normal operating conditions shall not deviate by more than +/- 10% of its nominal value up to 132 kV and +/- 5% of its nominal value for 220 kV and above.

4.3.2 Frequency Variation

The Designated System Operator shall ensure that the fundamental frequency in the System is maintained between 48.75 Hz and 51.25 Hz i.e. +/- 2.5% of 50 Hz, which is the nominal value of fundamental frequency.

4.4 TRANSMISSION LOSS

4.4.1 Classification of Loss

4.4.1.1 Transmission Loss shall include Technical Loss, Non-Technical Loss and Station Loss.

4.4.1.2 Technical Loss shall be the aggregate of conductor loss, transformer loss and loss due to metering inaccuracy.

4.4.1.3 Non-Technical Loss shall be the aggregate of energy loss due to meter-reading errors and tampering of energy meters and other measurement equipment.

4.4.1.4 Station Loss is the aggregate of auxiliary consumption required for proper operation of the Grid substation.

4.4.1.5 Transmission Loss shall be derived from the following formulae:

Transmission Loss in percent = (Total Received Energy – Total Transmitted Energy – Total Station Loss) / Total Received Energy x 100.

Where:

Total Received Energy is defined as the sum of active energy received by the Grid Owner from Generators, Distributors, other Users and import at each Metering Point with adjustments, if any.

Total Transmitted Energy is defined as the sum of active energy supplied by the Grid Owner to Generators, Distributors, other Users and export at each Metering Point with adjustments, if necessary.

4.4.2 Maximum Transmission Loss

4.4.2.1 The Grid Owner shall ensure that the Transmission Loss does not exceed 4.5% of the Received Energy.

4.4.2.2 By the end of every fiscal year, the Grid Owner shall submit to the GCMC the Station Loss (auxiliary consumption) at each Grid substation. This shall be accompanied by full details of operating equipment, their estimated load and monthly energy consumption.

4.5 SAFETY STANDARDS

4.5.1 General

The Grid Owner shall operate and maintain the Grid in a safe manner in accordance with the provisions in the Electricity Rules, 2050 (1993) and any amendments thereof. Other provisions not covered by this regulation shall be in accordance with the Best Industry Practice.

4.5.2 Measurement of Safety

The Grid Owner shall operate and maintain the Grid to ensure the personnel and equipment safety measurements do not exceed the values as mentioned in Chapter 10.

CHAPTER 5: GRID CONNECTION REQUIREMENTS

5.1 OBJECTIVE

The objectives of the Connection Code are as follows:

(a) To specify technical, design and operational criteria of Equipment at Users' Connection Point;
(b) To specify procedures for implementing Connection;
(c) To specify data required by the Grid Owner from Users and vice versa; and
(d) To list guaranteed performance parameters from Generators, Distributors and other Grid Users under Data Registration.

5.2 SCOPE OF APPLICATION

The provisions of the Connection Code apply to all Parties including the following:

(a) Grid Owner;
(b) Designated System Operator;
(c) Generators;
(d) Distributors;
(e) High Voltage Consumers; and
(f) Any other entity with a User System connected to the Grid.

5.3 GRID TECHNICAL, DESIGN AND OPERATIONAL CRITERIA

5.3.1 General

5.3.1.1 Connection Point shall be as agreed in the Connection Agreement.

5.3.1.2 The Grid Owner shall operate and maintain the Equipment on its side at the Connection Point.

5.3.1.3 The Generators shall operate and maintain the Equipment on their side at the Connection Point.

5.3.1.4 The Distributors and High Voltage Consumers shall operate and maintain the Equipment on their side at the Connection Point.

5.3.1.5 The voltage level of Connection Point shall be as decided by the Grid Owner on the basis of Impact Study.

5.3.2 Grounding Requirements

The grounding system at the Connection Point shall be designed to keep rise in touch and step voltages in and around switchyards where operators are likely to be present within acceptable safety limits specified by IEEE standard. The earth resistance at the Connection Point shall not exceed one ohm.

5.3.3 Insulation Level and Clearances

5.3.3.1 User installations shall be designed and installed with proper Basic Insulation Level and shall be coordinated with respect to the level of dielectric strength of all electrical equipment in the Grid.

5.3.3.2 The clearance for overhead transmission and distribution lines shall be maintained in accordance with the Electricity Rules, 2050 (1993) and any amendments thereof.

5.3.4 Power Factor

5.3.4.1 Distributors shall maintain power factor between 0.80 lagging and 0.95 leading and the Grid Owner may disconnect the User for failing to maintain this standard.

5.3.4.2 Generators shall maintain power factor between 0.85 lagging and 0.95 leading.

5.3.5 Equipment Standard

5.3.5.1 All Equipment at the Connection Point shall comply with the requirements of the IEC standards or their equivalent standards. The equipment shall be designed, manufactured and tested in accordance with the quality assurance requirements of ISO 9000:2000 series.

5.3.5.2 The standards prevailing at the time the Connection Point was designed or modified rather than the standards at the time of testing and commissioning shall apply to the Equipment at the Connection Point.

5.3.6 Maintenance Standards

5.3.6.1 The Connection Point shall be maintained in accordance with manufacturers' recommendations in a manner that shall not pose any threat to the security of any personnel or Equipment.

5.3.6.2 The Grid Owner and the Grid Users each shall maintain a log containing maintenance records and results of tests of their Equipment at the Connection Point and each shall make their log available to the other when requested.

5.4 PROCEDURE FOR GRID CONNECTION, MODIFICATION & USE OF GRID

5.4.1 Application for Connection

5.4.1.1 Any User intending to use the services of the Grid shall make an Application for Connection in accordance with standard application form given in appendix E- directly to the Grid Owner, or through Distribution and Consumer Service Office of any distributor as applicable, during the design phase of their project. Such application shall be forwarded to the Grid Owner within seven days from the receipt of the application.

5.4.1.2 The prospective Users shall submit the standard application form, the Standard Planning data described in Appendix A along with the data and information listed in the sections 5.4.1.3 to 5.4.1.5 as appropriate. This data should be adequate for Grid Owner to carry out necessary studies to assess the impact of the proposed User Development on the Grid. However, Grid Owner may require additional data including those specified in Appendix B and this will be requested when the need arises. Any delay in providing any of the required data will delay the assessment and the offer for Connection.

5.4.1.3 Data Required from Generators

In addition to the data requirements described in 5.4.1.2, prospective Generators seeking connection to the Grid shall provide the following data and information:

(a) Purpose and nature of the proposed Connection or modifications;
(b) Description of proposed development works at the Connection Point;
(c) Confirmation that the User has necessary business license of the company from the Government;
(d) Connection Date and Completion Date of the proposed User Development;
(e) Proposed single line diagram of the power generating plant and the Connection facilities;
(f) Layout and Schedule of high voltage equipment to be installed in the switchyard where the connection to the Grid is to be made;

5.4.1.4 Data Required from Distributors

In addition to the data requirements described in 5.4.1.2, prospective Distributors seeking connection to the Grid shall provide the following data and information:

(a) Purpose and nature of the proposed Connection or modifications;
(b) Description of proposed development works at the Connection Point;
(c) Confirmation that the User has necessary business license of the company from the Government;
(d) Connection Date and Completion Date of the proposed User Development;
(e) Number and rating of the power transformers, tap changing details;
(f) Connection points (requested location);
(g) Voltage level, method of connections such as High voltage O/H lines, U/G cables etc.;
(h) Details of downstream networks in the form of layout maps, single line diagrams

5.4.1.5 Data Required from High Voltage Consumer

In addition to the data requirements described in section 5.4.1.2, High Voltage Consumers requesting connection to their facilities shall provide the following data and information:

(a) Purpose and nature of the proposed Connection or modifications;
(b) Description of proposed development works at the Connection Point;
(c) Confirmation that the User has necessary business license of the company from the Government;
(d) Connection Date and Completion Date of the proposed User Development;
(e) Maximum and minimum load in MW;

(f) Daily consumption schedule in week days and week end days;

(g) Annual maintenance schedule of the plant;

(h) Type of load, starting characteristics, short circuit level required;

5.4.1.6 Data Required From Renewable Generators

Grid Owner shall specify standard connection procedure and data requirements of Renewable Generators (Solar, Wind, Biomass) to the Grid. It may include performance standards, operation, schedules, safety, metering and reporting including communication.

5.4.1.7 Users shall pay all cost of facilities required to connect to the Grid. If in future, some of the facilities benefit the Grid, the User shall make available to the Grid Owner such facilities subject to the technical capabilities.

5.4.1.8 Data Required from Grid Owner

Prospective Users intending to use the Grid may request the Grid Owner to provide them with relevant data and information about the technical parameters of the Grid to plan their system for interfacing with the Grid. The Grid Owner shall within a reasonable period of time furnish such data and information about the Grid.

5.4.2 Processing of Application

5.4.2.1 The Grid Owner shall process the application of any User within 90 days from the receipt of the application, provided all necessary information, Planning Data and relevant Government license are included in the application. The User shall furnish any additional data or information requested by the Grid Owner, which is deemed necessary by the Grid Owner, for conducting Grid Impact Study.

5.4.2.2 If the nature and complexity of the Connection is such that the prescribed time limit is not adequate, the Grid Owner shall make a preliminary proposal within the prescribed time limit with detail report to be presented within the extended time period approved by the GCMC. The applicant shall be informed by the Grid Owner of such extended time.

5.4.2.3 Based on the application and the results of the Grid Impact Study, the Grid Owner's offer for connection shall inform the applicant whether the application is acceptable or not and if not, the measures that the User needs to undertake to make the User's proposal acceptable within 90 days of the receipt of application.

5.4.2.4 The Grid Owner's offer for connection shall also specifically mention any works required to be done on the Grid to satisfy the requirements of the Connection and for obtaining necessary statutory clearances, way leaves, which could consume time and affect project schedule.

5.4.2.5 If the User does not reply to the offer for connection within 30 days from the date of report submission, the offer automatically lapses.

5.4.3 Grid Impact Study

5.4.3.1 The Designated System Planner with the assistance of the Planning Subcommittee shall conduct necessary technical studies for evaluating the impact on the Grid of the new Connection or modification to the existing Connection. This technical study shall be completed within 2 months from receipt of User's acceptable application.

5.4.3.2 The cost of such Impact Studies shall be to the account of the User.

5.4.3.3 The interested User shall take all measures to ensure that proposed User Development of the Connection to the Grid will not result in the degradation of the Grid. User's application shall be rejected if Grid Impact Study proves that the User Development works cause degradation of the Grid, unless the User agrees to undertake counter measures proposed by the Grid Owner.

5.4.3.4 To enable the Designated System Planner to carry out Grid Impact Study, User shall provide all necessary Planning Data requested by the Grid Owner. Any delay on the part of User to submit the Planning Data will hamper commencement of Grid Impact Study. A minimum of 2 months study period is required for each set of Planning Data.

5.4.3.5 Prospective Users seeking connections to the Grid may have the following options to secure connections:

(a) Looping connections from the Grid transmission lines; and
(b) Connection from the Grid substations.

5.4.3.6 Tee Off connections from the Grid to Generators, Distributors and High Voltage Consumers shall not be permitted.

5.4.4 Connection Agreement

5.4.4.1 If the User accepts the Grid Owner's offer for connection within the prescribed time or any extension thereof, the Grid Owner and the User shall sign a Connection Agreement or Amended Connection Agreement, as the case may be.

5.4.4.2 In case the User is an Independent Power Producer and accepts the Grid Owner's offer for Connection within the prescribed time or any extension thereof, the Grid Owner and the Independent Power Producer shall sign a Memorandum of Understanding (MOU) which shall be a part of the Power Purchase Agreement (PPA). Such MOU included in the PPA shall also be considered as Connection Agreement.

5.4.4.3 For the construction of any Grid Facilities, the Grid Owner and the User shall abide by the executed Connection Agreement or Amended Connection Agreement as the case may be.

5.4.4.4 The Connection Agreement shall cite the obligations of each Party and include provisions for the submission of information and reports, Safety Rules, Electrical Diagrams, Testing and Commissioning programs, statement of readiness to connect, certificate of approval to connect and other requirements prescribed by the Grid Code.

5.4.4.5 Within 30 days from signing the Agreement, the User shall submit to the Grid Owner the Detailed Planning Data pertaining to the proposed User Development.

5.4.4.6 The Grid Code shall prevail in the technical matters regarding Connection.

5.4.4.7 The Designated System Operator shall ensure that the Grid Owner and Users comply with the technical and design criteria specified in the Grid Code.

5.4.5 Amended Connection Agreement

5.4.5.1 The User seeking modification after the application is approved by the Grid Owner and prior to the actual Connection to the Grid or the User seeking a modification in the existing Connection shall sign an Amended Connection Agreement with the Grid Owner.

5.4.5.2 The Amended Connection Agreement shall cite the obligations of each party and include provisions for the submission of information and reports, Safety Rules, Electrical Diagrams, Testing and Commissioning programs, statement of readiness to connect, certificate of approval to connect and other requirements prescribed by the Grid Owner.

5.4.5.3 Generators seeking connection to the Grid with a view to selling the generated power to a bulk power consumer using the Grid may need to sign an Amended Connection Agreement at the sending end Connection Point for wheeling additional power through the Connection Point and for any necessary modifications, assuming Generators are already connected to the Grid. Again, the receiving end or the point where the High Voltage Consumer is located may or may not require a new Connection and accordingly appropriate Agreement shall be signed. and procedures specified herein followed by all parties.

5.4.6 Submittals Prior to Connection

5.4.6.1 At least 60 working days prior to the date on which energizing the Connection Point is requested, User shall have, regarding its facilities and its associated Connection Point:

(a) complied fully with the requirements of the Scheduling and Dispatch Code and shall also have submitted the data and information required;
(b) complied fully with the requirements of the Grid Management Code;
(c) submitted specifications of major Equipment and other details not included in the Planning Data;
(d) submitted Details of the protection arrangements and settings;
(e) submitted Electrical Diagram of the User's Equipment at the Connection Point;
(f) submitted Proposed Maintenance Program;
(g) submitted Test and Commissioning procedures for the Connection Point and the User Development;
(h) submitted a written request for energizing the Connection Point, including the earliest energizing date requested;
(i) submitted to the Grid Owner following information necessary for the Grid Owner to prepare a site responsibility schedule giving the following information:
  - a listing of all User equipment (such as transformers, tap changers, active supply and controls, protection systems, etc.) which will affect the Grid; and
  - a list of the User’s operational staff who will be responsible for giving and receiving data and information required under the Grid Management Code and the Scheduling and Dispatch Code, giving their names, job titles, responsibilities and, if not at the Connection Point, their normal working locations.
(j) submitted to the Grid Owner a written confirmation that all Equipment and systems at the Connection Point conform fully with the requirements of the Grid Code and the Connection Code (subject to any exemptions granted by the Grid Owner).

5.4.6.2 At least 60 days prior to the requested date for energizing the Connection Point, the Grid Owner shall have prepared, agreed with, and submitted to the User a site responsibility schedule giving the following information:

(a) a list of Grid and User-owned Equipment at the Connection Point;

(b) a list of service provided by the Grid Owner and the User at the Connection Point;

(c) a schedule of telecommunications, metering, Grid protection, telemetry and control Equipment; and

(d) a list of individuals of the Grid Owner, who will be responsible for giving and receiving data and information required under the Grid Management Code and the Scheduling and Dispatch Code, giving their names, job titles, responsibilities.; and

(e) Details of the local safety procedures and the names of the Safety Coordinators.

5.4.7 Commissioning Committee

5.4.7.1 The Grid Owner, the Designated System Operator and the prospective User shall form a Commissioning Committee not later than 45 days prior to energizing the Connection Point.

5.4.7.2 The Commissioning Committee shall comprise of members from Grid Owner and the User with sufficient experience and knowledge to safely commission the new Connection Equipment and the chairperson shall be from the Grid Owner.

5.4.7.3 The responsibilities of this Committee are:

(a) To determine if the User's facilities fully comply with all requirements of the Grid Code;
(b) To confirm if the required communications, metering, protection and control systems meet all standards of the Grid Code;
(c) Approve energization of Connection Point; and
(d) To finalise a test program and switching schedule for energisation of equipment at the Connection Point.

5.4.8 Inspection and Certification of Connection Points

5.4.8.1 The Grid Owner, on behalf of the Commissioning Committee, shall agree a date for the inspection of the Connection Point with the User. The Grid Owner shall carry out the inspection of the Connection Point and witness any tests required by the Commissioning Committee to ensure that the Connection facilities meet the requirements of the Grid Code/Connection Agreement and that energizing the Connection Point will not jeopardize the safe and secure operation of the Grid.

5.4.8.2 If the Commissioning Committee is satisfied that the Connection Point is in compliance with the Grid Code and ready for energizing, the Grid Owner shall issue a Connection Point Authorization to the User. Otherwise, the Grid Owner shall report the results of the inspection, in writing, to the User with details of why, in the Grid Owner's reasonable opinion, the Connection Point is not ready for energizing.

5.4.8.3 In the case where the Grid Owner has reported that the Connection Point is not ready for energizing, the User shall make the changes to the Connection Point Equipment and systems as required and shall inform the Grid Owner when a further inspection can take place. The Grid Owner and the User shall agree to a date for this inspection.

5.4.9 Energizing the Connection Point

5.4.9.1 At least two weeks prior to the proposed date for energization of the Connection Point, the Commissioning Committee will issue a commissioning schedule and switching program for energization.

5.4.9.2 Following the issue of the Connection Point Certificate, the physical connection to the Grid shall be made in accordance with the testing and commissioning schedule issued by the Commissioning Committee.

5.5 REQUIREMENTS FOR LARGE GENERATORS

5.5.1 Requirements relating to Connection Point

5.5.1.1 Large Generators means Generating facility with aggregate generating capacity above 20 MW.

5.5.1.2 The Connection Point shall be controlled by a circuit breaker of adequate rating.

5.5.1.3 Disconnecting switches shall be provided and arranged such that the breaker can be isolated for maintenance.

5.6 REQUIREMENTS FOR DISTRIBUTORS AND OTHER GRID USERS

5.6.1 Requirements relating to Connection Point

5.6.1.1 The Connection Point shall be controlled by a circuit breaker of adequate rating.

5.6.1.2 Disconnecting switches shall be provided and arranged such that the breaker can be isolated for maintenance.

5.7 REQUIREMENTS FOR PROTECTION

5.7.1 General Principles

5.7.1.1 The Grid Owner shall be responsible for conducting system studies to determine protection settings.

5.7.1.2 Each and every piece of electrical Equipment must be covered by protection.

5.7.1.3 Relay settings shall not be altered without consultation and agreement with the Grid Owner and other affected Users.

5.7.1.4 Protection shall not be bypassed or disconnected without consultation with the Grid Owner. If the protection problem cannot be solved quickly, the unprotected equipment shall be removed from service forthwith.

5.7.1.5 The Grid Owner shall be responsible for investigating malfunction of protection scheme or other related issues.

5.7.1.6 The Grid Owner shall convene periodic meetings among all Users to discuss protection issues. Users shall promptly carry out any corrective measures agreed to during these meetings.

5.7.2 Generating Unit

5.7.2.1 The Grid Owner and the Generator shall be responsible for the protection system of electrical equipment and facilities at their respective sides of the Connection Point.

5.7.2.2 The Fault Clearance Time shall be specified in the Connection Agreement or Amended Connection Agreement. The Fault Clearance Time for a fault on the Grid where the Generator's Equipment are connected or on the Generator's System where the Grid Owner's Equipment are connected shall not be longer than:

150 ms	For 66 kV systems
120 ms	For 132 kV systems
120 ms	For 220 kV systems
100 ms	For 400 kV systems
100 ms	For 765 kV systems

5.7.2.3 A circuit breaker fail protection shall be provided by the Generator or the Grid Owner, depending on who has installed the circuit breaker at the Connection Point.

5.7.2.4 In the event the primary protection system fails to interrupt the fault within the prescribed Fault Clearance Time, the breaker fail protection shall operate and interrupt the fault current within 200 ms of fault occurrence.

5.7.2.5 Each Generating Unit shall be provided with protection against loss of excitation.

5.7.2.6 Each Generating Unit shall be provided with protection against pole slipping.

5.7.2.7 Protection shall be provided on each Generating Unit against over current, earth fault, out-of-step and frequency.

5.7.2.8 Other protection requirements shall be as per Best Industry Practice.

5.7.3 Transmission Line

5.7.3.1 The minimum protection scheme for short 132 kV lines shall consist of pilot wire differential or current differential through fibre optics or directional comparison relays with over-current and earth fault relays as backup.

5.7.3.2 The minimum protection scheme for long 132 kV lines shall consist of one protection distance relay and carrier transfer trip with over-current and earth-fault relays as backup.

5.7.3.3 The distance protection scheme shall be of the permissive under-reaching or blocking scheme with protection zones 2 and 3 delayed trip.

5.7.3.4 The distance protection relays shall have in-built facilities for fault locator, event recorder and disturbance recorder.

5.7.3.5 Out-of step relays shall be provided with both primary and backup protection to check operation of relays due to power swing.

5.7.3.6 Each relay line terminal shall be provided with circuit breaker-failure protection for each circuit breaker.

5.7.3.7 Each line terminal breaker shall include single-pole tripping and three-pole tripping with single shot auto-reclosure.

5.7.4 Distribution Lines

5.7.4.1 The minimum protection scheme for non-parallel lines shall consist of non-directional over-current and earth-fault relays.

5.7.4.2 The minimum protection scheme for parallel scheme shall consist of directional over-current and earth-fault relays.

5.7.5 Transformers

5.7.5.1 If the Generator is connected to the Grid, the high voltage side of the transformer shall be connected in Wye with neutral brought out for earthing.

5.7.5.2 If the Grid transformer with primary voltage equal to or greater than 66 kV is connected to the Distribution System, the high and low voltage sides of the transformer shall be connected in Wye with neutral brought out for earthing.

5.7.5.3 Differential scheme shall be provided for all size of transformers of capacity higher than 5 MVA with over current and earth fault as backup.

5.7.5.4 Over-current and earth-fault relays shall be provided for all capacity transformers with directional features for parallel transformer operations.

5.7.5.5 Restricted earth-fault relays shall be provided for all transformers with capacity equal to or higher than 8 MVA.

5.7.5.6 Other protection requirements regarding gas-operated relays, and oil and winding temperature protection shall be as per Best Industry Practice.

5.7.6 Fault Level

All equipment and switchgears for the grid must be designed such that they are capable of handling the following fault level for the given voltage levels:

Nominal Voltage (V)	Fault Level (kA)
765 kV	TBD
400 kV	60 kA
220 kV	50 kA

132 kV	40 kA
66 kV	40 kA
33 kV	31.5 kA
11 kV	25 kA

5.8 FIXED ASSET BOUNDARY DOCUMENT REQUIREMENTS

5.8.1 Fixed Asset Boundary Document

5.8.1.1 Two weeks prior to the Completion Date specified in the Connection Agreement or Amended Connection Agreement, the Grid Owner shall prepare the Fixed Asset Boundary Document.

5.8.1.2 The Fixed Asset Boundary Document shall provide following information for each Equipment installed at the Connection Point:

(a) The ownership of Equipment;
(b) The responsibility for control of Equipment;
(c) The responsibility for operation of Equipment;
(d) The responsibility for protection of Equipment;
(e) Safety Rules and Safety Coordinator or any other person responsible for safety;
(f) Operational procedures;
(g) Maintenance programs; and
(h) Accountable Managers.

5.8.1.3 Unless otherwise mentioned in the Connection Agreement or Amended Connection Agreement, accountability and responsibility for construction, installation, testing and commissioning, control, operation and maintenance of Equipment shall be vested in the owners of the Equipment.

5.8.1.4 Necessary site access shall be provided by the User owning the Connection site to the other User for installation, operation, and maintenance.

5.8.1.5 Six weeks prior to the Completion Date, the Grid Owner and the User shall exchange names of their Accountable Managers, who are duly authorized to sign the Fixed Asset Boundary Document on behalf of respective owners of the facilities at the Connection Point.

5.8.1.6 User shall provide all information required to the Grid Owner in the preparation of the Fixed Asset Boundary Document.

5.8.1.7 The Fixed Asset Boundary Document shall show all cables emanating from each of the owner's side.

5.8.1.8 The Grid Owner shall make available to User two copies of the Fixed Asset Boundary Document for verification. One of the copies shall be returned by the User with stamp of confirmation or comments, if any, to be incorporated in the Document.

5.8.1.9 After confirmation of its accuracy, the Accountable Managers shall sign the Fixed Asset Boundary Document.

5.8.1.10 Two copies of the signed Fixed Asset Boundary Document shall be distributed to the User. The date of issue, the issue number and the date of implementation of the Fixed Asset Boundary Document shall be stamped on each and every of one its pages.

5.8.1.11 Whenever a modification is required, the Grid Owner or the User, as the case may be, shall immediately inform the other party. The two shall discuss the change and, if determined necessary, revise and issue revised Fixed Asset Boundary Document. The revised Fixed Asset Boundary Document shall indicate the revisions, the new issue number and the new date of issue.

5.9 ELECTRICAL DIAGRAM REQUIREMENTS

5.9.1 Responsibilities of the Grid Owner and Users

5.9.1.1 The User shall prepare the Electrical Diagrams and Connection Point Diagrams in standard format in consultation with the Grid Owner.

5.9.1.2 The User shall prepare and submit to the Grid Owner Electrical Diagrams and Connection Point Diagrams for all equipment on the User's side of the Connection Point in accordance with the Connection Agreement or Amended Connection Agreement.

5.9.1.3 The Grid Owner shall prepare and submit to the User Electrical Diagrams and Connection Point Diagrams for all equipment on the Grid Owner's side of the Connection Point in accordance with the Connection Agreement or Amended Connection Agreement.

5.9.1.4 If the Connection Point is in the User's side, the User and if the Connection Point is in the Grid Owner's side, the Grid Owner shall prepare and distribute to the other composite Electrical Diagrams and Connection Point Diagrams for the entire Connection point.

5.9.2 Preparation of Electrical Diagrams

5.9.2.1 The Electrical Diagrams and Connection Point Diagrams shall provide an accurate record of the actual physical layout of equipment, circuit ratings and connections.

5.9.2.2 The Electrical Diagrams and Connection Point Diagrams shall be prepared using the Site and Equipment Identification pursuant to Section 5.11.

5.9.2.3 The title block in each Electrical Diagram and Connection Point Diagrams shall include the names of the authorized persons and their signatures, and revision dates, if any.

5.9.2.4 The composite Electrical Diagrams and the Connection Point Diagrams shall be the basis for all operational, planning and design activities.

5.10 GRID DATA REGISTRATION

5.10.1 Responsibilities and Obligations to Submit Data

5.10.1.1 Grid Users shall be responsible for submitting to the Grid Owner latest-data (including single-line diagram) specified in Appendix A and B and in the same manner the Grid Owner shall be responsible for submitting specified latest-data to the Grid Users.

5.10.1.2 Grid Owner and Users shall provide each other the name, address and phone/fax number of persons responsible for sending their data.

5.10.1.3 Any changes to their data for any reason whatsoever shall immediately be notified to others concerned for prompt correction to their database.

5.10.1.4 In case any data is missing or not supplied by a party, the other party shall, if and when necessary depending upon the urgency of such data, estimate the data. Such an estimate shall be based upon corresponding data for similar Equipment or upon other information found appropriate by the party.

5.10.1.5 Planning Data shall be updated, confirmed and replaced with validated actual values of parameters and information about the Equipment at the time of Connection. These data shall be registered as the Registered Equipment Data, which can be used in evaluating other connection applications or in preparing the Grid Development Plan.

5.11 SITE AND EQUIPMENT IDENTIFICATION

5.11.1 General requirements

5.11.1.1 The Grid Owner shall develop and establish a standard system for identification of its Site and Equipment. The system of identification shall be such that any Site or Equipment in Electrical Diagrams, Connection Point Drawings, operation instructions, notices, etc. shall be clearly differentiable from one another.

5.11.1.2 The identification for the Site shall include a unique identifier for each substation and switchyard where a Connection Point is located.

5.11.1.3 The identification for Equipment shall be unique for each transformer, breaker, isolator, etc. at the Connection Point.

5.11.2 Identification of Equipment at Site

5.11.2.1 Each and every piece of Grid Owner’s/ User's Equipment located at Site shall have numbering and nomenclature in accordance with the Grid Owner’s system.

5.11.2.2 Before the installation of Grid Owner's Equipment on a User's Site and within the time frame specified in the Connection Agreement or Amended Connection Agreement, the Grid Owner shall provide the User in writing the operation diagram with the proposed new Equipment to be installed, its proposed numbering, identification and the date of installation at the User’s Site.

5.11.2.3 Within fifteen days of the notification, the User shall inform the Grid Owner of its acceptance of the proposal if the proposed numbering and nomenclature do not create any confusion with other Equipment or of its rejection if problems are foreseen and the numbering/nomenclature needs to be changed before installation.

5.11.2.4 No equipment, which has numbering/nomenclature that could be confused with other Equipment already at Site, shall be installed at Site.

5.11.2.5 User's equipment on Grid Owner's Site shall have numbering and nomenclature in accordance with the system used by the Grid Owner.

5.11.2.6 Before the installation of User's Equipment on Grid Owner's Site and within the time frame specified in the Connection Agreement or Amended Connection Agreement, the User shall provide the Grid Owner in writing the proposed new Equipment to be installed at the Grid Owner’s Site, its proposed numbering, identification and the date of installation or a proposal for altering the numbering/nomenclature of existing Equipment.

5.11.2.7 Within fifteen days of the notification, the Grid Owner shall inform the User in writing of its acceptance of the proposal if the proposed numbering and nomenclature does not create any confusion with other Equipment or of its rejection if problems are foreseen, along with details of numbering/nomenclature which will be adopted for the Equipment.

5.11.3 Changes in Numbering and/or Nomenclature

5.11.3.1 If the Grid Owner decides for a good reason that the numbering and/or nomenclature of Grid Owner's Equipment on User's Site or User's Equipment on Grid Owner's Site need to be changed, the above procedures shall be followed by both parties.

5.11.3.2 Grid Owner or User, as the case may be, who wish to install Equipment shall be responsible for the provision and erection of clear and unambiguous labelling showing the numbering and nomenclature.

5.11.3.3 International Connection

5.11.3.3.1 International connection will be

a) Synchronous Connection
b) Asynchronous Connection

5.11.3.3.2 The procedure for International Connection shall be prepared by Nepal Electricity Authority in consultation with the Ministry of Energy, Water Resource and Irrigation and execution of agreement shall be done by the concerned party after approval from the Ministry of Energy, Water Resource and Irrigation.

5.11.3.4 Cyber Security

5.11.3.4.1 All parties to the Grid Code shall be required to prepare and implement a cyber security plan which enables identification and protection of critical grid elements from cyber-security threats, thereby ensuring the reliable operation of the grid.

5.11.3.4.2 The Commission may issue separate regulatory instrument specifying duties and responsibilities of each party to the Grid Code to protect and strengthen the grid against possible cyber security threats.

CHAPTER 6: GRID OPERATION MANAGEMENT

6.1 OBJECTIVE

The Objectives of the Grid Operation Management Code are:

(a) To define operational responsibilities of the Designated System Operator, Grid Owner and Grid Users;
(b) To specify operating states and operating criteria for safe, reliable, secure and efficient operation of the Grid;
(c) To describe strategies adopted for the management of system frequency and voltage control;
(d) To specify operational requirements for Generators, Distributors and other Grid Users;
(e) To co-ordinate operation and maintenance programs of Generators, Grid Owner and other Grid Users; and
(f) To specify procedures for coordination of safety when work or test is to be carried out;

6.2 SCOPE OF APPLICATION

The provisions of the Grid Management Code apply to all Parties, including the following:

(a) Grid Owner;
(b) Designated System Operator;
(c) Generators;
(d) Distributors; and
(e) Any other entity with a User System connected to the Grid.

6.3 OPERATIONAL RESPONSIBILITIES

6.3.1 Operational Responsibilities of the Designated System Operator

The Designated System Operator is responsible for:

(a) Operating and maintaining power quality in the Grid during normal conditions;
(b) Ensuring that active and reactive load-generation balance is maintained during emergency conditions;
(c) Directing Grid recovery efforts following emergency conditions;
(d) Dispatching capacity needed to supply Ancillary Services;
(e) Maintaining normal frequency in Power Islands and ensuring quick resynchronization of the Power Islands;
(f) Conducting technical studies to determine safe operating limits that will protect the Grid from instability problems arising from Single or Multiple Outage contingencies and proposing solutions to mitigate, if not eliminate, such problems;
(g) Coordinating operational activities of Generators, Grid Owner and other Grid Users;
(h) Operating and maintaining communication equipment in the Grid;
(i) Coordinating final Maintenance Programs of Generators, Grid Owner and other Grid Users;

6.3.2 Operational Responsibilities of the Grid Owner

The Grid Owner is responsible for:

(a) Maintaining all Grid equipment and facilities, including protection system
(b) Coordinating Grid protection among all Grid Users at each Connection Point;
(c) Ensuring safe and economic Grid operating procedures are followed;
(d) Executing instructions of the Designated System Operator;
(e) Preparing Grid maintenance and operation reports and Significant Event report jointly with the Designated System Operator.

6.3.3 Operational Responsibilities of Generators

Each Generator is responsible for:

(a) Maintaining its Generating Units to deliver capacities as declared to the Designated System Operator and in the Connection Agreement;
(b) Providing timely planning and operational data to the Designated System Operator and the Grid Owner;
(c) Ensuring that Generating Units are not disconnected during emergencies unless for the safety of equipment and/or personnel;
(d) Executing dispatch instructions of the Designated System Operator.

6.3.4 Operational Responsibilities of Distributors and Grid Users

The Distributors and Grid Users are responsible for:

(a) Maintaining its equipment and facilities to ensure power quality in the Grid;
(b) Ensuring that its System does not degrade the Grid and taking proper remedial measures, if necessary;
(c) Providing and maintaining voltage-control equipment in its System;
(d) Providing and maintaining Reactive Power supply to meet its own requirements;
(e) Maintaining Automatic Demand Dropping scheme, as necessary;
(f) Executing dispatch instructions of the Designated System Operator;
(g) Informing Grid Owner immediately regarding any change in planning data on User's side whether temporary or permanent including the date and time of change and expected date and time of reverting to original data.

6.4 GRID OPERATING STATES AND OPERATING CRITERIA

6.4.1 Grid Operating States

6.4.1.1 The Grid is considered to be in the Normal State when:

(a) The System Frequency is within the limits of 49.90 Hz and 50.05 Hz when synchronized with the Indian Grid but 49.5 Hz and 50.5 Hz when not synchronized with the Indian Grid;
(b) The voltage at all Connection points is within the limits of 0.95 and 1.05 of the nominal value;
(c) The loadings of all transmission lines and substations are below 90% of their continuous ratings;
(d) The Grid configuration is such that any fault can be isolated from the Grid; and
(e) The Operating Margin is adequate.

6.4.1.2 The Grid is considered to be in the Alert State under any one of the following conditions:

(a) The System Frequency is outside the limits of 49.90 Hz and 50.05 Hz when synchronized to the Indian Grid and 49.5 Hz and 50.5 Hz when not synchronized to the Indian grid but within the limits of 48.75 Hz and 51.25 Hz;
(b) The voltage at all Connection points is outside the limits of 0.95 and 1.05 of the nominal value but within 0.9 and 1.1 of the nominal value;
(c) The loadings of transmission lines and substations are at a critical stage and overloading of transmission lines and substations is imminent;
(d) The Contingency Reserve is less than the capacity of the largest synchronized generating unit or import from a single Grid interconnection, which ever is higher;
(e) A disturbance has occurred (natural calamities, such as flood, landslide, etc., or other calamities such as insurgence) which poses a threat to the operation of the Grid.

6.4.1.3 The Grid is considered to be in the Emergency State when corrective measures undertaken by the Designated System Operator fail to arrest further degradation of the Grid without resulting in Total System Blackout and under any one of the following conditions:

(a) There is generation deficiency;
(b) Spinning reserve drops below the requirement;
(c) The System Frequency is outside the limits of 48.75 Hz and 51.25 Hz;
(d) The voltage at major Connection Points is outside the limit of 0.9 and 1.10 of the nominal value and voltage collapse is imminent;
(e) The loading level of any transmission line or substation is above 110% of its continuous rating; or
(f) Grid disturbances have resulted in cascading Outages, Islanding or Total System Blackout

6.4.1.4 The Grid is considered to be in Restorative State when Generating units, transmission lines, substation equipment and loads are being energized and synchronized to restore the Grid to its Normal State.

6.4.1 Grid Security

6.4.1.1 The Grid shall be operated and maintained in the Normal State.

6.4.1.2 The Grid shall be operated with adequate Frequency Regulating Reserve and Contingency Reserve in order to maintain the Grid even under Single Outage Contingency;

6.4.1.3 The Grid voltage shall be maintained at a safe level with adequate margin to reduce the vulnerability of the Grid voltage instability, transient instability and dynamic instability problems.

6.4.1.4 The Grid Frequency shall be controlled by the Frequency Regulating Reserve during Normal State and timely use of Contingency Reserve and Demand Control during any other operating states.

6.4.1.5 In some cases following a Significant Event, it becomes impossible to avoid disintegrating the Grid into Power Islands to prevent system collapse. Under such circumstances, the Grid shall be separated into several self-sufficient Power Islands. Once favourable conditions return, the Power Islands shall be resynchronized gradually to restore the Grid to the Normal State.

6.4.1.6 The Grid shall have sufficient Black Start and Fast Start Capability available at strategic locations to facilitate quick restoration of the Grid to the Normal State following a Total System Blackout.

6.4.1.7 As far as possible, Primary and Backup Protection shall be available in the Grid at all times. When all or part of a protection scheme fails or is out of service, the Grid Owner shall either take the protected equipment out of service or leave it in service for a limited period of time as long as adequate backup protection is available or install a temporary protection scheme.

6.4.1.8 The protection system on the User side shall be coordinated with the Grid protection system to provide necessary speed, sensitivity and selectivity.

6.4.1.9 Grid security shall require the operation of Generating Units at their short term emergency thermal equipment ratings, where justified.

6.4.1.10 No operator shall disconnect any part of the Grid without the specific approval from the Designated System Operator except:

(a) under an emergency, which otherwise would result in system collapse or

(b) for safety of personnel or Equipment.

6.4.1.11 No equipment or line segment that was disconnected from the Grid shall be reconnected without approval from Designated System Operator.

6.4.1.12 A protection group shall be formed within the organization of the Grid Owner. This group shall be responsible for coordination of protection and relay settings and shall review the schemes every six months.

6.5 SYSTEM FREQUENCY MANAGEMENT

6.5.1 Frequency Management through Generation Control

6.5.1.1 The normal frequency range will be 49.5 – 50.5 Hz (nominal frequency: 50Hz). The Designated System Operator shall take appropriate actions to restrict frequency deviations within this normal range.

6.5.1.2 The Grid Frequency shall be controlled through timely use of Frequency Regulating Reserve and Contingency Reserve.

6.5.1.3 The Frequency Regulating Reserve is comprised of Primary Response and Secondary response of Generating units.

6.5.1.4 The Designated System Operator may issue an instruction to each Generator to operate the Generating Units in the Frequency Sensitive Mode as Primary Response and/or Secondary Response.

6.5.1.5 All Generating Units providing Primary Response for frequency regulation shall operate on free-governor mode for automatic adjustments of the Generating Unit's power output to changes in frequency. The maximum response time of the governing system of the Generating Unit shall not exceed five (5) seconds.

6.5.1.6 All Generating Units providing secondary response shall provide frequency regulation through Automatic Generation Control or manual adjustment of power output with specific Dispatch Instructions from the Designated System Operator. The maximum response time of the governing system of the Generating Unit shall not exceed twenty-five (25) seconds.

6.5.1.7 No dead bands or time delays shall be set intentionally in the governors.

6.5.1.8 The rate for changing the governor settings to change the power output shall be one (1) percent per minute or as provided in the manufacturer's specifications.

6.5.1.9 At no times shall the Generator override the free-governing mode or Automatic Generation Control mode of a Generating Unit, which is providing Primary or Secondary Response.

6.5.1.10 Generating Units which do not participate in the load frequency control shall be set to run independent of the Grid frequency.

6.5.1.11 The Contingency Reserve is comprised of Spinning Reserve and Backup Reserve.

6.5.1.12 Generating Units providing Spinning Reserve shall be at all times synchronized with the Grid and automatically respond to any sudden loss or significant reduction in generating capacity.

6.5.1.13 Generating Units providing Backup Reserve shall have Fast Start capability.

6.5.1.14 Each Generating Unit must at all times have the capability to operate automatically so as to provide response to changes in frequency in order to contain and correct the System frequency within the statutory requirements.

6.5.1.15 When the frequency rises above 50.5 Hz, the Dispatched Generating Unit, which is operating above Minimum Stable Loading, shall decrease their Output at a minimum rate of 2% of output per 0.1 Hz for deviation of System frequency above 50.5 Hz until the frequency is restored within the normal range.

6.5.1.16 In the event of sustained rising frequency beyond 51.0 Hz, the Generator shall take immediate actions to reduce the power output of Generating Unit without the need to receive instructions from the Designated System Operator. Remedial actions may include desynchronizing Generating Units from the Grid. The Generator shall immediately report such actions to the Designated System Operator.

6.5.1.17 When the frequency falls below 49.5 Hz, the Dispatched Generating Unit shall increase their power output at a minimum rate of 2% of power output per 0.1 Hz for deviation of System Frequency below 49.5 Hz until the frequency is restored within the normal range.

6.5.1.18 In the event of sustained falling frequency below 49.0 Hz, the Generator shall synchronize necessary Generating Units that have been declared available without the need to receive instructions from the Designated System Operator. The Generator shall immediately report such actions to the Designated System Operator.

6.5.1.19 In the event the System frequency stabilizes above 51.25 Hz, after all actions have been taken on the Generating units, the Designated System Operator shall issue instruction to reduce the power output of some Generating Units so that the frequency returns to below 50.5 Hz. and ultimately to Target Frequency.

6.5.1.20 A System frequency induced change in the power output of a Generating Unit, which assists to target frequency, must not be countermanded by a Generator except when it is done purely on safety grounds relating to either personnel or plant. It is accepted that the reduction in power output may not be to below the Minimum Stable Loading level.

6.5.1.21 Dispatched Generating Unit may trip after a time if the power output has reduced to below the Minimum Stable Loading level in response to a large excess of System Frequency. All effort shall be made by the Generator to prevent such tripping provided the System Frequency is below 52 Hz.

6.5.1.22 If the System Frequency is at or above 52 Hz, the requirement to avoid tripping does not apply and the Generator is required to take action to protect the Generating plant.

6.5.1.23 Where under frequency relays are installed at the Generators, these may be utilized to establish operating reserve for frequency control. Generators may not alter the under frequency relay settings or remove them without the permission of the Designated System Operator, except for safety reasons during:

(a) synchronization and generation from standstill;
(b) generation from zero generated output; and
(c) increase in generated output

6.5.2 Frequency Management through Demand Control

6.5.2.1 General Principles

6.5.2.1.1 Demand Control means reduction in system Demand carried out to maintain balance between generation and demand for the purpose of frequency control.

6.5.2.1.2 The term Demand Control is used to describe any or all of the following methods of achieving a demand reduction.

(a) Demand Control initiated by the Designated System Operator;
(b) Demand Control by Disconnection initiated by Users (not initiated by the Designated System Operator);
(c) Demand Control initiated by Users through Customer voltage reduction;
(d) Automatic under frequency Demand disconnection; and
(e) Emergency manual Demand disconnection.

6.5.2.2 Demand Control Initiated by Designated System Operator

6.5.2.2.1 If Demand Control is necessary to implement for balancing deficiency in generation caused by non-availability of Generators or power transfer not being available from external connections or Grid break down, the Designated System Operator shall issue a public notice as early as possible, citing the reason for and amount of demand reduction required, the location and the date, time and duration of Demand Control.

6.5.2.2.2 In the event a prolonged Demand Control is envisioned as a result of a protracted shortage in generation, the Designated System Operator shall issue a public notice seven days prior to the commencement of such Demand Control citing the reason and amount for demand reduction required, the locations and the dates, timings and duration of Demand Control.

6.5.2.2.3 Demand control to be applied due to instant and temporary supply shortages shall be discussed in Chapter 7, Scheduling and Dispatch.

6.5.2.2.4 The User shall provide the Designated System Operator the amount of Demand reduction actually achieved within half an hour of the implementation of Demand Control.

6.5.2.2.5 The User shall not reconnect the affected customers until instructed by the Designated System Operator.

6.5.2.3 Demand Control Initiated by User

6.5.2.3.1 If a User intends to implement day ahead Demand Control through Customer Disconnection at the Connection Point, the User shall notify the Designated System Operator at least by 16:00 hours day ahead with details of the proposed location, date, time and the duration of the disconnection along with the magnitude of the proposed demand reduction.

6.5.2.3.2 The User shall provide the Designated System Operator with the amount of Demand reduction actually achieved within half an hour of the implementation of Demand Control.

6.5.2.3.3 In case of severe generation deficiency, Users often resort to Voluntary Load Curtailment (VLC) schemes wherein the Customers are formed into weekday groups and each group voluntarily reduces their respective loads for a certain period of the day in each week fixed for the group.

6.5.2.3.4 The User shall notify the Designated System Operator as early as possible details of the proposed location, date, time and the duration of the implementation of each Customer group in the VLC scheme along with the magnitude of the proposed demand reduction.

6.5.2.3.5 The User shall provide the Designated System Operator with the amount of Demand reduction actually achieved by each Customer group in the VLC scheme within half an hour of the implementation of Demand Control.

6.6 VOLTAGE MANAGEMENT

6.6.1 The Designated System Operator shall conduct load flow studies of the System for different loading conditions and determine the optimum generation that would also provide acceptable voltage profile at each Connection Point.

6.6.2 Generating Units shall be equipped with Automatic Voltage Regulators. Power System Stabilizer, if provided, shall be tuned properly in consultation with the Designated System Operator.

6.6.3 If acceptable voltage level cannot be achieved through optimum generation, the control of the voltage shall be achieved by managing the Reactive Power Supply in the Grid. These include the operation of the following equipment:

(a) Synchronous Generating Units;
(b) Synchronous condensers;
(c) Static VAR compensators;
(d) Shunt reactors and capacitors; and
(e) On-Load tap changing transformers.

6.7 OPERATIONAL REQUIREMENTS FOR LARGE GENERATORS

6.7.1 Each Generating Unit shall be capable of delivering continuously its active power output as guaranteed in the Generator's Declared Data within the Grid frequency range of 49.5-50.5 Hz. Any decrease in the Active Power output outside this frequency range shall not be more than the proportionate value of Grid frequency decay.

6.7.2 Each Generating Unit shall be capable of generating its active power and reactive power outputs, as guaranteed in the Generator's Declared Data, within the voltage variations of +/- 10% during normal operation.

6.7.3 Each Generating Unit shall be capable of generating its active power output, as guaranteed in the Generator's Declared Data, within the limits of 0.85 lag and 0.95 lead at the Generating Unit's terminals, in accordance with its Reactive Power Capability Curve.

6.7.4 All Generating Units shall remain in synchronism for at least fifteen (15) seconds in the event the Grid frequency varies in the range of 47.5-52.5 Hz, unless the Generator decides that it may damage the Generating units.

6.7.5 Generators shall have the capability to operate in Island mode and operate in this mode as and when instructed by the Designated System Operator.

6.7.6 Generating Units shall be capable of picking up minimum 5% additional load over the maximum continuous ratings for five (5) minutes or the limit specified by their manufacturers.

6.7.7 Generator shall be responsible for providing protection against Grid Frequency excursion outside the range of 47.5-52.5 Hz, and the Generator shall have to drop the Generating Unit(s) from the Grid and operate in the Island Mode.

6.7.8 Generating Units shall be synchronous generators; induction generators shall not be permitted.

6.7.9 **Speed-Governing System**

6.7.9.1 Generating Units shall be capable of contributing to Frequency Control by continuous regulation of the active power.

6.7.9.2 Generating Units shall be fitted with a fast-acting automatic generation control system, with an overall speed-droop characteristic of five (5) percent or less to provide Frequency Control during normal operating conditions.

6.7.9.3 The Designated System Operator shall be able to control the speed governing system from remote Load Dispatch Centre.

6.7.9.4 The Generating Unit, when it becomes isolated from the Grid, shall provide Frequency Control to the resulting Island Grid.

6.7.10 **Excitation Control System**

6.7.10.1 Generating Units shall be capable of contribution to Voltage Control by continuous regulation of the reactive power supplied to the Grid or, in the case of Embedded Generating Units, to the User System.

6.7.10.2 Generating Units shall be fitted with a continuously acting automatic excitation control system to control the terminal voltage without instability over the entire operating range of the Generating Units.

6.7.10.3 Generators shall provide power system stabilizers, if results of Impact Studies conducted by the Designated System Planner demand it.

6.7.10.4 Black Start Capability

The Generators shall have Black Start Capability.

6.7.11 **Fast Start Capability**

6.7.11.1 The Generator shall indicate in its application for a Connection Agreement or an Amended Connection Agreement if its Generating Unit has Fast Start facilities.

6.7.11.2 The Grid Owner shall specify in the Connection Agreement or Amended Connection Agreement the requirement for Fast Start capability in the Generating Units, if necessary. With this facility, the Generating Unit shall automatically Start-up in response to frequency relays with setting below 47.5 Hz.

6.8 OPERATIONAL REQUIREMENTS FOR DISTRIBUTORS AND OTHER GRID USERS

6.8.1 Distributors and High Voltage Consumers shall provide Reactive Power compensation as close as possible to the Demand in the User's System to maintain the power factor in the User's System not less than 0.8 lagging and to maintain the Grid voltage within the prescribed range of +/- 10% of nominal voltage during normal operation.

6.8.2 Automatic Load Dropping

6.8.2.1 For the purpose of Demand Control through Automatic Load Dropping pursuant to Section 7.9.4, the Distributor or High Voltage Consumer shall specify the manner in which Demand in the Distribution System or User System shall be split into discrete MW blocks. The number of blocks and the under frequency settings shall be specified by the Designated System Operator by the end of Chaitra (mid-April) every year.

6.8.2.2 Under frequency relays to be used in the ALD scheme shall be fully digital with suitable characteristics for following load dropping scheme:

(a) Group A for frequency level <48.8 Hz

6.8.2.3 The input voltage shall be AC 110 volts and shall be sourced from the primary System so that the frequency to the under-frequency relay shall be the same as that of the primary System.

6.8.2.4 Grid Owner shall install under frequency relays to cover about 50% of the System peak demand on feeders spread all over the distribution network to provide a reasonably uniform disconnection in the Distribution System.

6.9 COMMUNICATION REQUIREMENTS

6.9.1 General Requirements

6.9.1.1 Telecommunication facilities shall be installed between the Designated System Operator at Load Dispatch Centre and Generators, Distributors and other Users at their respective control centres in order to ensure adequate monitoring and control of the Grid and exchange of information during normal and emergency conditions. Such facilities shall also be established between adjacent Grid substations.

6.9.1.2 The communication and SCADA system for the Grid and the Connection Points shall be planned and designed by the Designated System Operator.

6.9.1.3 The Grid Owner shall be responsible for providing communication equipment and SCADA equipment at Grid substations and related system development at LDC.

6.9.1.4 The communication and SCADA equipment at Connection Points on User's side and related development at LDC shall be the responsibility of Generators and other Users. Other equipment such as transducers, cables, modems, etc shall also be provided along with the main equipment necessary for interconnection with the SCADA system of the Load Dispatch Centre.

6.9.1.5 The communication and SCADA equipment installed by Users at Connection Points shall be compatible with those installed by the Grid Owner at the remote end in the Grid, including the Load Dispatch Centre.

6.9.1.6 A combination of communication media may be used. These could be Power Line Carrier (PLC), microwave radio or fibre optics. Base radios Cellular phones and e-mail could serve as backup communication.

6.9.1.7 The Designated System Operator and Generators are authorized to tape all telephonic communication regarding Declared Available Capacity and Schedule and Dispatch Instructions. Parties shall make available to each other a copy of the transcript of such recording on request.

6.9.1.8 The Designated System Operator and Distributors are authorized to tape all telephonic communication regarding Declared Available Capacity and Schedule and Dispatch Instructions. Parties shall make available to each other a copy of the transcript of such recording on request.

6.9.1.9 The Designated System Operator and Users are authorized to tape telephonic communication regarding Safety. Parties shall make available to each other a copy of the transcript of such recording on request.

6.9.2 Communication for Generators greater than or equal to 10 MW

6.9.2.1 Fibre optical cables, where technically and economically feasible, shall be the preferred communication media between Load Dispatch Centre and Generators.

6.9.2.2 Power Line Carrier shall be the communication media, where fibre optics is not practical.

6.9.2.3 Two independent voice communication and two data transfer channels shall be installed, one serving as backup for the other. These shall be used only for operational purposes.

6.9.2.4 Users shall also arrange one public communication channel for general administrative use and for backup as well.

6.9.2.5 Another separate public communication channel shall be made available for facsimile.

6.9.2.6 Remote Terminal Unit (RTU), which provides the Load Dispatch Centre with telemetry equipment facilities for monitoring real time data and remote control at the Connection Point, shall be installed.

6.9.3 Communication for Generators less than 10 MW

6.9.3.1 The minimum communication system for Small Generators shall comprise of at least one public telephone line.

6.9.3.2 Another separate public communication channel shall be made available for facsimile.

6.9.4 Communication for Grid Owner

6.9.4.1 Fibre optics shall be installed as the main communication medium between Load Dispatch Centre and all Grid substations and between adjacent substations.

6.9.4.2 Two independent voice communications and two data transfer channel shall be installed.

6.9.4.3 One public communication channel for general administrative use and for backup as well shall be installed.

6.9.4.4 Another communication for facsimile shall be installed.

6.9.4.5 RTU shall be installed at all Grid substations.

6.9.5 Communication for Other Users

6.9.5.1 Public telephone lines shall be the communication media between Load Dispatch Centre and Distributors and High Voltage Consumers.

6.9.5.2 Users shall also arrange one public communication channel for general administrative use and for backup as well and another line for facsimile.

6.10 GRID OPERATING AND MAINTENANCE PROGRAMS

6.10.1 Grid Outage Program:

6.10.1.1 By the end of Falgun (mid-March) in each fiscal year, Users shall provide to the Designated System Operator in writing a three-year rolling provisional User Outage Program involving Equipment connected to the Grid at the Connection Point. This Program shall include the following information:

(a) Identification of the Equipment and the MW capacity involved;
(b) Reasons for the maintenance;
(c) Expected duration of the maintenance work;
(d) Preferred start date and completion date;
(e) If there is flexibility in the dates, the earliest start date and the latest completion date

6.10.1.2 By 15th day of every Chaitra, Designated System Operator in consultation with the Grid Owner shall prepare a three-year rolling provisional annual Grid Outage Program with focus on Grid Outage. In preparing this Grid Outage Program, the Grid Owner shall endeavor to accommodate the Users' Program to the extent possible.

6.10.1.3 By the end of Chaitra (mid-April), the Designated System Operator shall provide the Users in writing the three-year rolling provisional annual Grid Outage Program. If the proposed Outage Program differs with the provisional User Outage Program and the User is not satisfied with the proposed modifications, the User shall notify the Designated System Operator and seek to resolve the matter.

6.10.1.4 By the 15th day of Baisakh (end April), the Designated System Operator shall provide the Grid Owner and Users three-year rolling final annual Grid Outage Program incorporating the revisions agreed during the discussion between the Designated System Operator and the Users pursuant to Section 6.10.1.3 above.

6.10.2 Generator Outage Program:

6.10.2.1 By the end of Falgun (mid-March) in every fiscal year each Generator, including Embedded and non-Embedded Generating Plants, shall submit to the Designated System Operator, in writing, a three- year rolling Generator Outage Program with following details as per Annual Generator Outage Form given in Appendix D-1.

(a) Dispatch Unit and the MW capacity concerned;
(b) Reasons for the Outage;
(c) Expected duration of proposed Outage;
(d) Preferred start date for each Outage; and
(e) If there is flexibility, the earliest start date and the latest completion date.

6.10.2.2 The Designated System Operator shall determine the peak generating capacity required in the system from forecast Demand and the total peak generating capacity available in the System from the Generator Schedule and Outage Program. Taking into consideration the availability of import, if necessary, the requirement of Operating Margin, and the constraints and Outages in the Grid, Distribution System and other User System, the Designated System Operator shall calculate the Output Usable required from the Generators to meet the monthly MW requirements of the System for accommodating the outage requests.

6.10.2.3 By the end of Chaitra (mid-April), the Designated System Operator shall notify in writing each Generator of any amendments suggested to their proposed annual Generator Outage Program, citing reasons for the suggested amendments and the MW shortfalls, if any, that would result without such amendments.

6.10.2.4 If the amendments proposed by the Designated System Operator are not satisfactory to the Generators, both parties mutually or through the Operation and Reliability Sub Committee shall discuss the matter and seek to resolve it. It may be that the resolution of the problem may also require the involvement of other Users, including the Grid Owner. If required, such meetings shall be convened by Designated System Operator.

6.10.2.5 By the end of Baisakh (mid-May), the Designated System Operator shall notify each Generator in writing the three-year rolling final annual Generation Outage Program incorporating all revisions agreed to pursuant to Section 6.10.2.4 above. If the final annual Generation Outage Program differs from or conflicts with the Generator Outage Program proposed by the Generators, and the conflict cannot be resolved, the Grid Owner shall Plan its Grid Outage Program on the basis of the final annual Generation Outage Program.

6.10.3 Generation Schedule Program:

6.10.3.1 By the end of Falgun (mid-March) each Generator, including Embedded and non-Embedded plants, shall submit in writing a 3-year rolling annual Availability and Capability declaration for its Generating Units to the Designated System Operator. The information shall be presented in accordance with the Annual Availability Declaration Form given in Appendix: *D.*

Annual availability declaration shall include following additional information:

(a) Generating unit Availability (start time and date);
(b) Time required to synchronize; and
(c) Generation Scheduling and Dispatch parameters:
- Generating Unit maximum MW and MVAR capacity;
- Generating unit minimum stable loading;
- Generating unit restricted operating zones;
- Generating unit best efficiency zone; and
- Generation Price Data.

6.10.3.2 At the end of Baisakh (mid-May), the Designated System Operator shall notify in writing, the final 3-year rolling annual Generation Schedule to Generators, Grid Owner, Distributors and other Grid Users.

6.10.4 Grid Operating Program:

6.10.4.1 The Designated System Operator shall consolidate the Generator Outage Program, Grid Outage Program and annual Generation Schedule and prepare a final annual Grid Operating Program. This 3-year rolling final annual Grid Operating Program shall be issued by the Designated System Operator to concerned Parties by the 15th day of Jestha (end of May).

6.10.4.2 The first year of the three-year rolling Grid Operating Program shall become the annual Grid Operating Program for the following year.

6.10.4.3 Monthly, weekly and daily Grid Operating Programs are discussed in Chapter 7: Scheduling and Dispatch.

6.11 SAFETY COORDINATION AT CONNECTION POINTS

6.11.1 Guidelines for Safety Procedure Implementation

6.11.1.1 The Grid Owner and User(s) shall each develop and adopt Safety Rules and safety instructions for implementation of safety precautions on their HV Line/Equipment. The Safety Rules and safety instructions of the Grid Owner and User(s) shall govern all works/testing on the Grid System or the User's System respectively.

6.11.1.2 Safety coordination procedures shall be established for enforcement of safety precautions on HV Line/Equipment when works/testing are to be carried out on the Grid or the User System.

6.11.1.3 No Party shall access any other Party's Equipment without permission of the other Party concerned.

6.11.1.4 The safety officer designate from work-requiring shall serve as Safety Coordinator, who shall be responsible for coordinating & ensuring implementation of safety precautions on the Grid System and on the other User(s) System involved.

6.11.2 Safety Officer

To facilitate work at Connection Points, the Grid Owner and User(s) shall each assign a safety officer who shall be responsible for coordination of safety precautions on HV Line/Equipment at their respective sides of the Connection Point.

6.11.3 Safety / Safety Precautions Registration

The Grid Owner and User(s) shall maintain safety log-books with records of all messages/orders/implementations concerned with safety precaution coordination & implementation. The safety logs shall be retained for at least three (3) years.

6.11.4 Isolation & Grounding Procedure

6.11.4.1 Isolation of HV Line/Equipment for safety precaution implementation shall be implemented in the following way;

(a) Isolation may be performed by locking an Isolator/Disconnect switch in "OPEN" position. A "Safety-Plate" shall be fixed at the location of Isolation.

(b) Isolation may be performed by such other method in accordance with the Safety Instructions of the Grid Owner or of the User. A "Safety-Plate" shall be fixed at the location of Isolation.

(c) Isolation may be performed by providing an adequate physical separation of HV Line/Equipment from live-parts in accordance with the Safety Instructions of the Grid Owner or of the User. A "Safety-Plate" shall be fixed at the location of Isolation.

6.11.4.2 Grounding of HV Line/Equipment for Safety Precaution implementation shall be implemented in the following way:

(a) Grounding may be performed by locking the Grounding switch in "CLOSED" position. A "Safety-Plate" shall be fixed at the location of Grounding.

(b) Grounding may be performed by such other method in accordance with the Safety Instructions of the Grid Owner or of the User. A "Safety-Plate" shall be fixed at the location of Grounding.

(c) Grounding may be performed by providing an adequate contact to Ground of HV Line/Equipment in accordance with the Safety Instructions of the Grid Owner or of the User. A "Safety-Plate" shall be fixed at the location of Grounding.

6.11.4.3 To minimize the risk of inadvertent, accidental or unauthorized operation of the isolating/grounding equipment, a padlock shall be placed at the operating mechanism and all locking keys shall be kept in a safe place or shall be carried personally by the safety implementing officer.

6.11.4.4 The part of installation where work is to be carried out shall be isolated from all sources of supply and such isolations shall be easily viewable. The isolation shall be in the form of an air gap or equally effective insulation, which shall ensure that the point of isolation does not fail electrically. Parts of the electrical installation still carrying voltage after complete isolation of the installation, for example capacitors and cables, shall be discharged with suitable devices.

6.11.4.5 The dead condition shall be verified on all structures of the electrical installation at or as near as practicable to the work location. This includes, for example, the use of voltage indicating devices built into the equipment and /or the use of separately applied detecting devices. These latter devices shall have been tested and proved to be in good working condition immediately prior to the work.

6.11.4.6 At the work location for all high and some low voltage installations, all parts, which are to be worked on, shall be earthed and short-circuited. Earthed and short circuiting equipment or devices shall be first connected to the earthing point and then to the components to be short circuited. Earthing and short-circuiting equipment or devices shall be visible, whenever possible, from the work location. Otherwise, the earth connections shall be applied as close to the work as is reasonably practical.

6.11.4.7 If, during the course of activity, conductors are to be broken or joined and there is danger from potential differences on the installations, suitable measures such as bonding and /or earthing shall be taken at the work location before the conductors are broken or joined.

6.11.4.8 In all cases, it shall be ensured that the earthing and short-circuiting equipment or devices and cables and connectors for bonding used for this purposes are suitable and adequately matched to the fault rating of the electrical installation where they are installed. Precautions shall be taken to ensure that the earth remain secure during the time the work is in progress.

If the earth connections are removed during measurement or testing, special precautions shall be taken to prevent danger.

6.11.4.9 For bare overhead lines and bare conductors, earthing and short-circuiting shall be carried out on all sides of the work location, if possible nearest to the work location, on all conductors entering this location; at least one of the earthing and short-circuiting equipment or devices shall be visible from the work location. These rules have the following exceptions:

6.11.4.10 For a specific work activity, where there is no break in conductors during work, the installation of a single earthing and short circuiting device at the work location is acceptable; and where it is not possible to see earthing and short-circuiting equipment or device at the limits of the work location, local earthing equipment or device or additional signalling devices or any other equipment identification shall be provided.

6.11.4.11 Work shall be commenced only when all required safety measures including proper isolation and earthing have applied. A well-designed Checklist shall be used for this purpose. The Checklist shall be jointly developed by both Parties, namely the Grid Owner and the Grid User.

6.11.4.12 After work has been completed and inspected, persons no longer required shall be withdrawn. All tools, equipment and devices used during the work shall be removed. Only then shall the procedure for re-energizing be commenced.

6.11.4.13 All earthing and safety equipment and /or devices at the work location shall be removed. Starting from the work location and progressing outwards, the earthing equipment and /or devices that were applied to electrical installation shall be removed and all locks or other devices, which were used to prevent re-connection shall also be removed. All signs used for the work activity shall be removed. As soon as one of the actions taken to make the electrical installations safe for work has been reversed, this part of the electrical installation shall be regarded as live.

6.11.4.14 From time to time, each Party shall provide the other Party a list of their trained and experienced staff; such staff are the only people authorized to request and supervise the switching actions and the maintenance works on behalf of the requesting Party. The Form given in Appendix D-6 shall be used for requesting switching actions of the line. This Form shall be duly verified and signed by the responsible authority of the Party before delivering to the other Party.

6.11.4.15 Before re-energizing the lines or equipment, the original request Form shall have been produced before the implementing safety officer of the switching substation. It shall be mandatory for the implementing safety officer of the switching substation to verify that the person requesting for re-energizing is the one and the same person requesting for the switching substations to inform and wait for permission from the Designated System Operator before actually performing any kind of switching actions.

6.11.5 Testing of HV Line/Equipment

If Tests are required to be conducted on the HV Line/Equipment, the Safety Coordinator shall ensure the following;

(a) Confirmation from the implementing safety officer that work/testing in not going on and authorization to work/test has not been issued to any one in that HV Line/Equipment within the Points of Isolation specified.

(b) All Safety Precautions other than that required for current-request have been cancelled.

(c) The implementing safety officer agrees on the conduct of testing in that part of the System

6.11.6 Cancellation of Safety Precautions

Upon completion of work/testing when the Safety Coordinator decides that requested safety precautions are no longer required, he shall inform the implementing safety officer and request him to cancel the safety precautions which are no longer required.

CHAPTER 7: SCHEDULING AND DISPATCH

7.1 OBJECTIVE

The objective of the Scheduling and Dispatch Code is to specify:

(a) Duties, responsibilities and actions of the Designated System Operator, Grid Owner, Generators, Distributors and other Users in regard to Scheduling and Dispatch of the Power System;
(b) Principles and operating criteria guiding the preparation of the Generation Schedule and issuance of Dispatch Instructions;
(c) Process and requirement for preparation of the Generation schedule;
(d) Process for Central Dispatch; and
(e) Procedures to be followed during emergency conditions.

7.2 SCOPE OF APPLICATION

The provisions of the Scheduling and Dispatch Code apply to all Parties, including the following:

(a) Designated System Operator;
(b) Grid Owner;
(c) Generators;
(d) Distributors; and
(e) Any other entity with a User System connected to the Grid.

7.3 SCHEDULING AND DISPATCH RESPONSIBILITIES

7.3.1 Responsibilities of the Designated System Operator

7.3.1.1 The Designated System Operator shall have full operational autonomy in responsibility for Scheduling and Dispatch of generation in accordance with procedures defined in this Grid Code.

7.3.1.2 The Designated System Operator is responsible for preparing monthly, weekly and daily Generation Schedule on hour to hour basis. Hierarchy-wise, the Generation Schedules shall have the prevalence in the order of daily, weekly, monthly and annual Generation Schedules so that the daily Generation Schedule shall prevail over the rest of the Generation Schedules in the event of any discrepancy.

7.3.1.3 The Designated System Operator is responsible for issuing Dispatch Instructions for the Scheduled Generating Units.

7.3.1.4 The Designated System Operator is responsible for allocating and monitoring the availability of Generating Units for Ancillary Services and for ensuring such Generating Units are strategically located in the Grid.

7.3.1.5 The Designated System Operator is responsible for issuing Dispatch Instructions for Generating Units scheduled for Ancillary services.

7.3.1.6 The Designated System Operator is responsible for informing the Grid Owner about relevant operational changes and deviations from the original planned schedule.

7.3.1.7 The Designated System Operator shall have operational autonomy in planning and executing Demand Control whenever the need arises.

7.3.1.8 The Designated System Operator is responsible for adopting and implementing the Emergency Procedures in case of emergency.

7.3.2 Responsibilities of the Grid Owner

7.3.2.1 The Grid Owner is responsible for providing the Designated System Operator with monthly, weekly and daily Scheduled Grid Maintenance and Outage Program on hour to hour basis to determine the constraints of the Grid for scheduling and dispatch to meet forecast Demand.

7.3.2.2 The Grid Owner shall acquire concurrence from the Designated System Operator for any changes in the configuration of elements of the Grid such as CT, PT, relay settings, etc., such that the changes can be incorporated in the SCADA system in a timely manner and that dispatch instructions are appropriate.

7.3.3 Responsibilities of Generators

7.3.3.1 Generator is responsible for providing the Designated System Operator with a monthly, weekly and daily Capability and Availability Declaration on hour by hour basis.

7.3.3.2 Generator is responsible for providing the Designated System Operator Dispatch Parameters and other data such as Prohibited Zones of Cavitations for each of its Scheduled Generating Units.

7.3.3.3 Generator is responsible for ensuring that it complies with all dispatch instruction from the Designated System Operator subject to constraints imposed by the characteristics of Scheduled Generating Unit and safety considerations of plant or personnel.

7.3.3.4 Generator is responsible for ensuring that Generating Units scheduled for Ancillary Services can provide the necessary support upon instruction from the Designated System Operator.

7.3.3.5 Generator is responsible for promptly informing the Designated System Operator of any loss or change, temporary or otherwise, in the operational capability of any Generating Unit scheduled for Active Power or Ancillary Services.

7.3.3.6 Generator is responsible for promptly informing the Designated System Operator of any change in the mode of operation of the AVR or governors.

7.3.3.7 Generator is responsible for acquiring prior concurrence from Designated System Operator before making any changes in configuration of Generating Plant elements or their settings such as CT/PT ratios that would affect the SCADA system and hence the Dispatch Instructions from Designated System Operator.

7.3.3.8 Generator shall not synchronize any of its Generating Units without a Dispatch Instruction except pursuant to Section 6.5.1.18 under sustained declining system frequency.

7.3.3.9 Generator shall not de-synchronize any of its Generating Units without a Dispatch Instruction except pursuant to Section 6.5.1.16 under sustained rising system frequency.

7.3.3.10 If due to reasons beyond its control, Generator is not able to comply with any of its responsibilities prescribed herein, Generator shall promptly inform the Designated System Operator of such non-compliance and give reasons for non-compliance.

7.3.4 Responsibilities of Distributors and Other Users

7.3.4.1 Distributors and Other Users are responsible for providing monthly, weekly and daily Grid Outage Program to Designated System Operator for their maintenance and other related works.

7.3.4.2 Distributors and other Users are responsible for implementing all Dispatch Instructions from the Designated System Operator pertaining to Demand Control during an emergency situation.

7.3.4.3 Distributors and other Users are responsible for the switching of import/export feeders at border points within their jurisdiction as per instructions of the Designated System Operator.

7.3.4.4 Distributors and other Users are responsible for promptly providing information to the Grid Owner and the Designated System Operator regarding shifting of lines that will affect loading of feeders at any substation.

7.3.4.5 Distributors and other Users shall provide the Grid Owner and the Designated System Operator information regarding the changes made to supply arrangements of sensitive installations including hospitals and government administrative centres as soon as such changes are made.

7.4 OUTAGE INFORMATION REQUIRED FOR SCHEDULING

7.4.1 Generator Maintenance Program:

7.4.1.1 Following the Annual Generation Outage Program, by the 1st day of each month, each Generator shall provide in writing to the Designated System Operator an update of the Final Generation Outage Program for the month ahead and the best estimate forecast for the following month ahead on a week by week basis as per Monthly Generation Outage Form given in Appendix D-3.

7.4.1.2 The Designated System Operator shall analyze the Output Usable available and taking into account constraints and Outages of the Grid, Distribution System and other User Systems determine whether the estimates of Output Usable are sufficient to meet the System requirement. Any difference between the Outage Program proposed by the Generator and that proposed by the Designated System Operator may be settled by mutual discussion or shall be referred to the Operation and Reliability Sub Committee.

7.4.1.3 By the 15th day of every month, the Designated System Operator shall notify each Generator in writing of the final monthly final Generation Outage Program, giving reasons for any amendment made to the Generator's proposal and whether the Output Usable was sufficient to meet the System requirement and if not the MW short falls that would have resulted without the suggested amendments to the Generation Outage Program.

7.4.1.4 Following the monthly Generation Outage Program, by 14:00 hours every Wednesday, each Generator shall provide in writing to the Designated System Operator an update of the Final Generation Outage Program for the week ahead and the best estimate forecast for the following week ahead on a day by day basis as per Weekly Generation Outage Form given in Appendix D-4. Information described in Section 6.10.1.1 shall also be presented to the Designated System Operator.

7.4.1.5 The Designated System Operator shall analyze the Output Usable available from the information provided under Section 7.4.1.4 above and taking into account constraints and Outages of the Grid, Distribution System and other User Systems determine whether the estimates of Output Usable are sufficient to meet the System requirements. Any difference between the Outage Program proposed by the Generator and that proposed by the Designated System Operator shall be discussed and mutually resolved to the extent possible or shall be referred to the Operation and Reliability Sub Committee.

7.4.1.6 By 12:00 hours every Friday, the Designated System Operator shall notify each Generator in writing of weekly Final Generation Outage Program and whether the Output Usable was sufficient to meet the System requirements and if not the MW shortfalls that would have resulted without the suggested amendments to the Generation Outage Program.

7.4.1.7 For Scheduled Generator Outage under the final Scheduled Generator Outage Program, the Generator shall request a Scheduled Generator Outage by submitting the Scheduled Generator request form given in Appendix D-5 to the Designated System Operator at least seven Business Days before the date and time of the Scheduled Generator Outage.

7.4.1.8 The acceptance or denial of the request for a Scheduled Generator Outage Program shall be conveyed to the Generator by the Designated System Operator not later than 16:00 hours Friday or at least 48 hours before the proposed Scheduled Outage.

7.4.1.9 In case of a Maintenance Outage, the Generator shall submit the Forced Generation Outage Request Form given in Appendix D-6 to the Designated System Operator at least 48 hours before the proposed Maintenance Schedule.

7.4.1.10 The Designated System Operator shall issue its acceptance or denial of the Generator's Maintenance Outage request not later than 24 hours before the date and time of the proposed Maintenance Outage.

7.4.1.11 The Designated System Operator shall advise Generators and other Users at the earliest time of any necessary rescheduling of any outage due to adverse system conditions.

7.4.2 Grid Outage Program

7.4.2.1 By the 7th day of every month, the Designated System Operator, in consultation with the Grid Owner, shall update the annual Final Grid Outage Program for the month ahead and following month ahead on a week by week basis to produce the monthly Final Grid Outage

Program. This is subject to changes recommended in the monthly Final Generation Outage Program issued by the Designated System Operator at the latest by 16:00 hours on the 15th day of every month pursuant to Section 7.4.1.3.

7.4.2.2 By every Wednesday, the Designated System Operator, in consultation with the Grid Owner, shall update the monthly Final Grid Outage Program for the week ahead and following week ahead on a day by day basis to produce weekly Final Grid Outage Program.

7.4.2.3 For Scheduled Grid Outage under the Final Grid Outage Program, the Grid Owner shall request a scheduled Grid Outage by submitting the Transmission Line Shutdown Request Form given in Appendix D-7 to the Designated System Operator at least seven Business Days before the date and time of the Scheduled Outage.

7.4.2.4 The Designated System Operator shall give its acceptance or denial of the Grid Owner's request by 16:00 hours on Wednesday but not later than 48 hours before the date and time of the Scheduled Grid Outage.

7.4.2.5 In case of a Maintenance Outage of the Grid Equipment or Transmission Links, the Grid owner or other Users shall submit to the Designated System Operator a Grid Maintenance Program with details (Appendix D-7) at least 48 hours before the proposed commencement of such Maintenance Outage.

7.4.2.6 The Designated System Operator shall issue its acceptance or denial of the Grid Owner's request for a Maintenance Outage not later than 24 hours before the proposed date and time of such Maintenance Outage.

7.4.2.7 The Grid Owner shall publicize all Grid Outages and Maintenance Outages at any particular location through various communication media at least 24 hours prior to the starting time of the actual Outage.

7.4.2.8 The Grid Owner shall inform the Designated System Operator and all Users promptly of any changes in the Outage Program that could affect them. The Grid Owner shall inform the Designated System Operator prior to carrying out any maintenance, reinforcement or replacement to equipment at site.

7.5 AVAILABILITY DECLARATION INFORMATION REQUIRED FOR SCHEDULING

7.5.1 Monthly Availability Declaration:

One week prior to the start of every month, Generators shall submit to the Designated System Operator an Availability Declaration Projection for the month ahead and following month ahead on a week-by-week basis. Such Availability Declaration Projection shall be based upon the annual Generation Schedule. The data shall be furnished, in writing, as per the Monthly Availability Declaration Form given in Appendix D-8.

7.5.2 Monthly Generation Schedule:

By the 15th day of every month, the Designated System Operator shall notify each Generator, in writing, of their approved monthly Projected Availability Declaration for the month ahead and following month ahead.

7.5.3 Weekly Availability Declaration:

By every Wednesday, Generators shall provide the Designated System Operator, in writing, the weekly Availability Declaration Projection for the week ahead and following week ahead on day by day basis as per the Weekly Availability Declaration Form given in Appendix D-9.

7.5.4 Weekly Generation Schedule:

The Designated System Operator shall notify each Generator, in writing, of their approved weekly Projected Availability Declaration not later than 16:00 hours on Friday following submission.

7.5.5 Daily Availability Declaration:

Not later than 12:00 hours every day, each Generator shall provide to the Designated System Operator, in writing, the daily Output Usable for each Generating Unit and the order of dispatch of each Generating Unit for day ahead and following day ahead on hourly basis as per Daily Availability Declaration Form given in Appendix D-10.

7.5.6 Changes to Information

Generators shall promptly notify the Designated System Operator of any changes in the Availability and Capability of any Generating Unit or any unexpected situation that could affect its operation.

7.6 GENERATION SCHEDULE PRINCIPLES

7.6.1 Generation Schedule

The Designated System Operator shall take into consideration following factors when preparing the Generation Schedule:

(a) The registered parameters of Scheduled Generating Units;
(b) The requirements for voltage control and Reactive Power;
(c) The need to provide Operating Margin;
(d) The availability of Ancillary Services;
(e) The water level in storage type hydro power plants;
(f) Bilateral contracts such as Power Purchase Agreement between Generators and Users;
(g) Demand-Generation balance for Active and Reactive Power Balance;
(h) Constraints of the Generating Units and the Grid; and
(i) Availability of other sources of electricity such as import facility.

7.6.2 Economic Operation

The Generation Schedule shall be developed with the objective of operating the Power System in an efficient and economic manner while maintaining Power Quality, Stability, Reliability and Security of the Grid.

7.7 COMPILATION OF GENERATION SCHEDULE

7.7.1 Based on the historical Demand forecast and the Demand forecast projected by the Designated System Planner, the Designated System Operator shall develop a cohesive Demand forecast on an hour-by-hour basis for every day. This Demand forecast shall be compared with the Demand Forecast submitted by Distributors and the higher of the two, after adjustment for system losses, shall be established as the final Demand Forecast.

7.7.2 The Designated System Operator shall prepare an hourly Generation Schedule for each day sufficient to match at all times the final Demand Forecast and the Operating Margin. The Designated System Operator shall include the Operating Margin in the Generation Schedule in the following manner:

(a) Frequency Regulating Reserve shall be allocated to strategically located Generating Plants to achieve required levels of Primary Response and secondary Response to frequency changes in the Grid;

(b) Contingency Reserve shall be allocated at strategic locations in the Grid to cover uncertainties in the Generating Plant availability; and

(c) A strategic action plan, such as load curtailment, shall be implemented whenever there is insufficient Generation Plant available to provide an adequate Operating Margin.

7.7.3 Based on the Generation Price Data of Scheduled Generating Units, the Designated System Operator shall prepare a Merit Order Table of Scheduled Generating Units.

7.7.4 The Merit Order Table shall be prepared based on ascending prices with the Generating Unit with the lowest price per kWh at the top of the Merit Order Table.

7.7.5 If Availability Declaration is not received by the Designated System Operator within the prescribed time pursuant to Section 7.5.5, then such Generating Unit shall be committed last in the Merit Order Table with no reference to that Generating Unit's Price Data.

7.7.6 If two or more Scheduled Generating Units each have the same Generating Unit Price, they should be arranged in Merit Order Table in the order of system loss such that the Scheduled Generating Unit which results in a lesser amount of system loss shall be placed above the other Scheduled Generating Unit.

7.7.7 If two or more Scheduled Generating Units having the same Generating Unit Price provide negligible benefits in the amount of system loss, the selection then shall be based on the reserve capability and reactive power capability differences between the Scheduled Generating Units.

7.7.8 7.7.8 The Designated System Operator shall commit Scheduled Generating Units in the order of the Merit Order Table, starting at the top of the Merit Order Table for the day ahead Generation Schedule.

7.7.9 By 16:00 hours every day the Designated System Operator shall prepare and issue the day ahead and following day ahead Generation Schedule. This will be treated as standing Dispatch and shall indicate the hourly output of each Generating Unit and also specify the Generating Units providing Ancillary Services.

7.7.10 If the day ahead Generation Schedule is not received by the Generator then the day ahead Generation Schedule issued with previous day schedule shall prevail. If day ahead Generation Schedule is not received for two continuous days then the week ahead Generation Schedule shall prevail for third day.

7.8 GENERATION DISPATCH PROCEDURES

7.8.1 **Dispatch Criteria**

7.8.1.1 The Designated System Operator when determining and issuing Dispatch Instructions shall consider the following:

(a) The Generation Schedule;
(b) Current Demand;
(c) Current output of the Generators;
(d) Any changes to Generator data pursuant to Section 7.5.6;
(e) Constraints of the Grid;
(f) System losses;
(g) Merit Order Table;
(h) Ancillary Services requirements; and
(i) Power Quality, system reliability and security aspects.

7.8.1.2 The Designated System Operator is authorized to disconnect, interrupt or suspend Generators if in its opinion failure to do so would:

(a) Endanger safety of personnel and Equipment;
(b) Disrupt electricity supply in the Grid; or
(c) Interfere with other Programs of the Grid, such as construction, maintenance, testing, etc.

7.8.2 **Dispatch Instruction Contents**

7.8.2.1 The Designated System Operator shall determine and issue Dispatch Instructions in a timely manner to Generators, Distributors and/or other Users.

7.8.2.2 The Dispatch Instruction shall contain at a minimum the following:

(a) the specific Generating Unit or Party to which the instruction applies;
(b) the specific outcome required;
(c) the start time for the Dispatch Instruction;
(d) where ramp rates are involved, the target completion time for the Dispatch Instruction;
(e) the issue time of the Dispatch Instruction; and
(f) the identification of the personnel issuing Dispatch Instructions.

7.8.2.3 In addition to the above, Dispatch Instruction may contain any or all of the following:

(a) increase or decrease active power (MW);
(b) increase or decrease reactive power (MVAR);
(c) target time for Scheduled Generating Unit start up and shut down;
(d) instruction to change the Transformer Tap;
(e) instruction to maintain fore bay water level in hydropower stations (ROR type or Power Stations in cascade);
(f) instruction to make or break Isolators, Circuit Breakers, or Ground Switches;
(g) switching instructions for import export feeders;
(h) instruction to Black Start;
(i) instruction to operate Generating Units in off-grid mode;
(j) instruction to change to frequency control mode;
(k) instruction to operate in Synchronous Condenser mode;
(l) instruction to drop load;
(m) instruction to switch on or off Capacitor Banks; and
(n) instruction to switch on or off Reactors.

7.8.3 **Issuing Dispatch Instructions for Generating Units**

7.8.3.1 Dispatch Instructions shall be issued in written form duly signed by authorized person of each agency. If verbal instructions are issued for reasons of urgency, such instructions shall be followed by written instruction not later than 24 hours after the verbal instructions in accordance with Appendix D This applies to all communications. If communication facilities have broken down, the concerned Party shall immediately notify the other verbally at their nearest office.

7.8.3.2 The dispatch instructions shall be recorded in a logbook (electronic or otherwise) in chronological order by both the issuing and receiving Parties.

7.8.3.3 Dispatch Instructions shall be issued in clear and imperative sentences such that the receiver understands the instruction correctly and effortlessly. (e.g., "Keep the load at 20 MW until further instruction.").

7.8.3.4 Date (both Nepali and English) and Time (in Hour) of the Instruction shall be clearly written in all Dispatch Instructions.

7.8.3.5 The Designated System Operator and Generators shall frequently check and synchronize the clocks of their Control Rooms so that there are no inconsistencies in time stamping of events.

7.8.4 **Compliance with Dispatch Instructions**

7.8.4.1 Generator shall immediately acknowledge and comply with all Dispatch Instructions issued to them by the Designated System Operator.

7.8.4.2 Unless otherwise specified, any Dispatch Instruction issued by the Designated System Operator remains valid until superseded by another Dispatch Instruction.

7.8.4.3 Should there be any unforeseen problem in carrying out any Dispatch Instruction, the Generator shall notify the same to the Designated System Operator immediately.

7.8.4.4 The Generator may cease to comply with a Dispatch Instruction and may disconnect a Generating Unit when, in the Generator's reasonable opinion, personnel or Equipment safety is at risk.

7.8.4.5 Generators shall immediately notify the Designated System Operator of non-compliance or any disconnection.

7.8.5 **Communication Failure**

Provisions shall be made to deal with situations arising out of failure of the communication link between the Designated System Operator and any Generator. In the absence of a specific provision and in the case of a communication link failure, Generators shall operate according to the day-ahead Generation Schedule from the Designated System Operator.

7.8.6 **Dispatch Instructions to Distributors and Other Users**

Distributor and Other Users shall fully comply with all instructions issued by the Designated System Operator unless, in the reasonable opinion of the Distributor or other User, personnel or Equipment safety is at risk. In such cases the Distributor or other User shall immediately notify the Designated System Operator of the non-compliance and the reasons for such non-compliance.

7.9 EMERGENCY PROCEDURES

7.9.1 **General Principles**

7.9.1.1 The Designated System Operator and the Grid Owner through the Operation Sub Committee shall jointly develop a manual specifying the procedures to be followed by all Users during emergency conditions, including Black start procedures. This recovery procedure plan shall, at a minimum, also contain a list of Generators which have Black Start Capability, synchronizing points, priority of essential Demand to be connected and a list of critical personnel, including their business and residential phone numbers for notification in emergency conditions.

7.9.1.2 The Grid Owner, Generators, Distributors and all other Users shall provide the Designated System Operator with the names and phone numbers of their senior management representatives of Grid Owner, Designated System Operator, Generators and Distributors, who are authorized to make binding decisions when called upon during emergencies.

7.9.1.3 In the event of an emergency condition, all critical personnel listed in the manual or as directed by the Designated System Operator shall be available at the User's offices for Grid restoration duty.

7.9.1.4 In the event of a Total or Partial Blackout of the Grid, the Designated System Operator shall immediately issue instructions to any User for mitigating the disruption of the power supply and its effect on the rest of the Power System in case the blackout is not total.

7.9.1.5 During the restoration process following Grid blackout conditions, normal standards of voltage and frequency may not apply.

7.9.1.6 During the restoration process following Grid blackout conditions, Scheduling and Dispatch of Generating Units in accordance with the Merit Order may not apply.

7.9.1.7 During the restoration process following Grid blackout conditions, Distributors and Users shall connect only that amount of Demand as instructed by the Designated System Operator.

7.9.1.8 The Designated System Operator and all Users shall log all operations and operational messages to facilitate subsequent investigation into the Event and to assess the efficiency of the restoration process.

7.9.1.9 All communication channels shall only be used for operational communications until such time as the System is restored to a Normal State.

7.9.2 **System Recovery from Total Grid Blackout**

7.9.2.1 The Designated System Operator shall orally inform the Chief of Grid Owner, Generation and Distribution and Consumer Services of the occurrence of Grid Total Blackout.

7.9.2.2 Because of the complex nature of the Power System and the fact that the system condition prevailing prior to the occurrence of the Grid Blackout largely determines the restoration process to be adopted, it is not practical to set out a pre-determined concise chronological sequence of actions for the restoration of the Grid.

7.9.2.3 The overall strategy in the restoration of the Grid after a Total System Blackout shall, in general, include the following:

(a) Formation of discrete power islands and Generating Unit gradually feeding local Demand in the each power island;
(b) Step by step integration of the power islands into larger subsystems; and
(c) Eventual restoration of the Grid.

7.9.2.4 The procedure for a Black Start shall be that specified by the Designated System Operator at that time and the Designated System Operator shall accordingly instruct Generators with Black Start capability to commence their pre-planned Black Start procedure.

7.9.2.5 Upon receipt of the instruction from the Designated System Operator, the relevant Generating Plants shall immediately start up to energize part of the Demand and synchronize with the Grid.

7.9.2.6 The Designated System Operator in consultation with Distributors shall prepare Demand blocks in different areas for the purpose of restoration. Demand bocks shall be formed discretely as essential and non-essential Demand. During restoration essential Demand shall be connected first and non-essential Demand may be connected only when the Power System has returned to a Normal State.

7.9.2.7 Generators shall inform the Designated System Operator as Generating Units become available to take Demand such that the Designated System Operator may assess the MW demand which the Generating Unit is likely to pick up on circuit breaker closure.

7.9.2.8 Generators to whom start up power supply is made available shall sequence their start up to match their auxiliary power demand with supply available.

7.9.2.9 The Designated System Operator may use remote operation of circuit breakers for quick recovery of the Power System.

7.9.3 **System Recovery from Partial Grid Blackout**

7.9.3.1 When a part of the Grid is not synchronized with the rest of the Grid, the Designated System Operator with the coordination of the Grid Owner and the Distributor shall ensure that this normal part of the Grid is maintained.

7.9.3.2 If there is no blackout in this part of the Grid, the Designated System Operator shall undertake the resynchronization of this part of the Grid.

7.9.3.3 If there is partial blackout in a part of the Grid, the normal part of the Grid shall be gradually extended to provide the start-up power to appropriate Generating Units.

7.9.4 **Emergency Frequency Management by Demand Control**

7.9.4.1 Demand Control Initiated by User through Voltage Reduction

7.9.4.1.1 If the frequency deviates below 49.5 Hz and the normal loading level of the Generating Units is reached, the voltage level may be reduced by 5% below normal to try to maintain the System frequency within the permissible range.

7.9.4.1.2 The User shall notify the Designated System Operator as early as possible with details of the proposed location, date, time and the duration of the implementation of the voltage reduction scheme along with the magnitude of the proposed demand reduction.

7.9.4.1.3 The User shall provide the Designated System Operator with the amount of Demand reduction actually achieved by each Customer group in the VLC scheme within half an hour of the implementation of Demand Control.

7.9.4.2 Automatic Under Frequency Demand Disconnection

7.9.4.2.1 To limit the effects of a major loss of generation, the Designated System Operator shall determine the level of Demand Control required through Automatic Load Dropping (ALD) through the use of under frequency relays.

7.9.4.2.2 If the frequency falls below 49 Hz, ALD should operate according to the following priority:
(a) Group A for frequency level <48.8 Hz

7.9.4.2.3 In order to ensure that subsequent fall in frequency will be contained by the operation of the ALD, additional Manual Demand Dropping shall be implemented so that loads dropped automatically can be reconnected.

7.9.4.2.4 Users shall not reconnect the disconnected Demand without clearance from the Designated System Operator.

7.9.4.2.5 Subject to available generation, the first Demand to be disconnected shall be the first to be reconnected to the Grid.

7.9.4.2.6 Users shall notify the Designated System Operator of the actual Demand that was disconnected by ALD and the actual Demand that was restored within half an hour from the load dropping or restoration operation respectively.

7.9.4.2.7 Users shall inform the Designated System Operator the effectiveness of ALD scheme in their supply areas.

7.9.4.3 Emergency Manual Load Disconnection

7.9.4.3.1 The Designated System Operator in consultation with Distributors shall establish a priority scheme for emergency Manual Load Dropping, equitably allocated throughout the Distribution System.

7.9.4.3.2 The Distributor shall disconnect its Customers immediately upon the receipt of instructions from the Designated System Operator.

7.9.4.3.3 The Distributor or User shall not reconnect the disconnected Demand without clearance from the Designated System Operator.

7.9.4.3.4 If the Manual Load Dropping is not sufficient to arrest the decline in the System frequency, the Designated System Operator may disconnect the total Demand of the Distributor or User at the Connection Point in order to preserve the integrity of the Grid.

7.9.4.3.5 The Distributor or User shall provide the Designated System Operator with the amount of Manual Load Dropped and subsequently reconnected upon recovery of the System frequency within half an hour of the operations.

7.9.5 **Unforeseen Circumstances:**

7.9.5.1 In the event of circumstances which have not been foreseen in the Grid Code, the Designated System Operator shall, to the extent reasonably possible, consult promptly all affected Grid Users to reach an agreement as to the best course of action.

7.9.5.2 If an agreement is reached, the Designated System Operator shall operate accordingly and at the same time shall submit a report on the agreement to the GCMC for review and recommendation to the Commission for amendment of the Grid Code.

7.9.5.3 If an agreement is not reached and the Security of the System is at stake, then the Designated System Operator shall be the sole judge as to the best course of action and shall issue appropriate instructions to all Users, who shall comply with these instructions to the extent that such instructions are not detrimental, based on the technical characteristics of the User's System as registered under the Grid Code or in the Connection Agreement, to the Equipment and safety of their personnel. The Designated System Operator shall be responsible to the GCMC for any unjustified actions or measures it has taken.

CHAPTER 8: SYSTEM TEST

8.1 OBJECTIVE

The objectives of this System Test Code are as follows:

(a) To ensure, as far as possible, that System Tests when conducted either by a User or by the Grid Owner protect the security of their personnel and/or the general public, preserve the integrity of Plant and Equipment and cause minimum detriment to the Grid Owner and Users; and
(b) To establish procedures to be adopted for conducting and reporting System Tests.

8.2 SCOPE OF APPLICATION

The provisions of the System Test Code apply to all Parties, including the following:

(a) Grid Owner;
(b) Designated System Operator;
(c) Generators;
(d) Distributors; and
(e) Any other entity with a System connected to the Grid.

8.3 SYSTEM TEST PROCEDURE

8.3.1 If any User or the Grid Owner, wishing to undertake a System Test, they shall submit a Test Request in writing to the Designated System Operator at least three (3) months in advance of the proposed test date. In case where the System Test needs to be carried out as soon as possible, the Designated System Operator may waive the three-month advance notice requirement and after consultation with the Grid Owner and any affected Users, the Designated System Operator shall set the proposed test date.

8.3.2 The Test Request shall contain the following information:
(a) Details of the purpose and nature of the proposed System Test;
(b) Proposed date for the System Test;
(c) Extent and condition of Equipment involved; and
(d) Proposed test procedures specifying the switching sequence and the timing of the switching sequence.

8.3.3 The Designated System Operator shall assess the impact on the Grid and the acceptability of the proposed test and may require additional information before accepting the proposed test.

8.3.4 Upon acceptance of the Test Request, the Designated System Operator shall notify the System Test requesting Party, the Grid Owner, if it is not the System Test requesting Party, and any other affected Users. The notification shall contain the following information:

(a) Details of the nature and purpose of the proposed System Test;
(b) Extent of Equipment involved;
(c) System Test requesting Party;
(d) Listing of all affected Users;
(e) Proposed date of the System Test; and
(f) An invitation to all affected Users to nominate representatives to the Test Committee.

8.3.5 The Designated System Operator shall establish the Test Committee and shall convene the first meeting of the Test Committee. The agenda for this meeting shall cover the following:

(a) Appointment of System Test Coordinator who will also chair the Test Committee;
(b) Details of the purpose and nature of the proposed System Test and other matters included in the Test Request provided by the System Test Requesting Party;
(c) Establishment and finalization of the System Test Program which shall include the System Test procedures, plan for carrying out the System Test and details of monitoring the System during the test;
(d) Test Safety Coordination;
(e) Possibility of taking advantage of the shutdown period during conduct of System Test to carry out simultaneously other Maintenance Programs;
(f) Evaluation of economic, operational and risk implications on the Grid, and the System of other Users;
(g) Allocation of costs of the System Test between Parties; and
(h) Details of any further information required from Users.

8.3.6 The Test Committee shall determine all matters relating to the test including the desirability of carrying out the test at all. When the System Test Program has been agreed by the Test Committee, the Test Coordinator shall issue the System Test Program to all affected Users at least 15 days prior to the proposed date for the Test.

8.3.7 The Test Coordinator shall be notified immediately of any proposed changes or amendment to the System Test Program and, in conjunction with the Test Committee, shall assess the acceptability of any proposed changes. If the changes are acceptable, the Test Coordinator shall issue a revised System Test Program to all affected Users.

8.3.8 At the appointed time, the System Test shall proceed according to the latest version of the System Test Program.

8.3.9 Within 60 days of the conclusion of the Test, the System Test Requesting Party shall prepare a report on the outcome of the Test and issue it to the members of the Test Committee. The report shall include the following:

(a) Description of the Equipment involved in the Test;
(b) Description of the System Test carried out; and
(c) Results, conclusions and recommendations for any further tests or actions.

8.4 TESTING OF GENERATING UNIT

8.4.1 General Test Requirements

8.4.1.1 The Designated System Operator may issue instructions to Generators requiring tests to be conducted on any Generating Unit, at any time. However, Generators shall not be required to conduct such tests more than twice a year, except when the Designated System Operator can justify the necessity for additional tests.

8.4.1.2 The following tests shall be performed, in accordance with agreed procedures and standards, to confirm compliance of Generating Units:

(a) Declared Availability Capacity;
(b) Capability to provide Ancillary Services as per agreement;
(c) Capability to operate within registered generation parameters; and
(d) Capability to meet applicable requirements of the Grid Code.

8.4.1.3 Tests shall be conducted only in the presence of representatives of the Designated System Operator, Generators, Grid Owner and /or User.

8.4.1.4 All tests shall be recorded.

8.4.1.5 Generator shall demonstrate reliability and accuracy of test instruments made available by the Generator for use in the Tests.

8.4.1.6 Generator shall be given at least 48 hours to conduct the test requested.

8.4.1.7 If a Generating Unit fails, the following procedures shall be followed:

(a) The Generator shall give the Designated System Operator a written report with reasons for the failure within three days from the day the test was carried out;

(b) After rectifications, the Generator shall inform the Designated System Operator of its ability to demonstrate compliance of the Generating Unit with its Registered Equipment Data. Within 48 hours of such declarations, the Generator shall conduct a retest and confirm to the Designated System Operator that the Generating Unit met the requirements;

(c) If a dispute arises regarding the test failure, the Designated System Operator and the Generator shall seek to resolve the issue amicably between themselves; and

(d) If the dispute cannot be resolved between themselves, the Parties shall follow the Dispute Resolution process specified in Chapter 2.

8.4.2 Tests to be performed

8.4.2.1 Declared Availability Capacity Testing

This test shall demonstrate that the Generating Unit can be scheduled and dispatched in accordance with the Registered Equipment Data. The Generating Unit will pass the test if it is able meet the Registered Equipment Data for two continuous hours.

8.4.2.2 Schedule and Dispatch Instruction Testing

This test shall demonstrate that the Generating Unit meets the relevant Generation Scheduling and Dispatch parameters specified in the Registered Equipment Data. The results of the test, measured on the high voltage side of the Generator transformer) shall be recorded on a chart recorder. The Generating Unit will pass the test if its level of achievement is within +/- 2.5% of the value declared.

8.4.2.3 Reactive Power Testing

This test shall demonstrate that the Generating Unit can meet the registered value of Reactive Power Capability. The test shall be carried out for duration of one hour at the Generating Unit stator terminals and the results recorded on a chart recorder. The proposed Grid voltage at the entry point shall be maintained by the Generator by adjustment of reactive power on the remaining units and if not available by appropriate transformer tap adjustments at the substation. The Generating Unit will pass the test if its level of

achievement is within +/- 5% of its declared value. Grid Owner shall also monitor the input of such Ancillary Services derived from the Grid and due account shall also be taken of any condition that may affect the test.

8.4.2.4 Primary Response Testing

This test shall demonstrate that the Generating Unit possesses the capability to provide Primary Frequency Response in accordance with Registered equipment Data. The test results, to be recorded on chart recorder, shall be measured on the high voltage side of the Generator transformer as well as the Grid frequency. The Generating Unit will pass the test if its level of response lies within +/- 5% of the required level of response within five (5) seconds.

8.4.2.5 Fast Start Capability Testing

This test shall demonstrate that the Generating Unit possesses the capability to Start-Up, synchronize with the Grid within 15 minutes and be loaded up to its declared capability. The Generating Unit will pass the test if it meets the Fast Start Capability requirements.

8.4.2.6 Black Start Capability Testing

This test shall demonstrate that the Generating Unit with Black Start capability can implement a Black Start procedure in accordance with its declared capability. The Generator shall give at least seven days' notice to the Generator for a Black Start test. The Generator shall not be required to carry out Black Start test in respect of any particular Generating Unit more than once every two fiscal years. The Generating Unit will pass the test if the Generating Unit starts on its own, synchronizes with the Grid and carries load without the need for external power supply.

8.4.2.7 Isolated Mode Operation

This test shall demonstrate that the Generating Plant is capable of operating in Isolation mode in which the Generating Plant is isolated from the rest of the Grid and is capable of generating and maintaining a stable supply of electricity to the customers within the isolated area.

CHAPTER 9: GRID METERING

9.1 OBJECTIVE

The objective of the Grid Metering Code is to specify:

(a) Metering requirements for Metering the energy and demand in Generating Plants, Grid, and other Users at each Connection Point; and
(b) Procedures for meter reading.

9.2 SCOPE OF APPLICATION

The provisions of the Grid Metering Code apply to all Parties, including the following:

(a) Grid Owner;
(b) Designated System Operator;
(c) Generators;
(d) Distributors; and
(e) Any other entity with a User System connected to the Grid.

9.3 METERING REQUIREMENT

9.3.1 The Generator shall install metering to provide information for both real time and recording purpose at each Generating Unit. The metering system shall also account for station auxiliaries, and local distribution. The metering shall record the following:

(a) Bus voltage;
(b) Frequency;
(c) MW;
(d) MWhr;
(e) MVAR;
(f) Current; and
(g) Any other facilities as agreed in the Connection Agreement.

9.3.2 Metering shall be provided on the Grid to provide information for both real time and recording purpose in relation to each transmission feeder, power transformer, distribution feeder and High Voltage Consumers. The metering system shall also account for substation auxiliaries and compensation devices. The metering shall record the following:

(a) Bus voltage;
(b) Frequency;
(c) MW with maximum Demand;
(d) MWhr;
(e) MVAR;
(f) MVARH;
(g) Power factor;
(h) Current; and
(i) Any other facilities as agreed in the Connection Agreement.

9.3.3 Bi-directional Meters shall be installed at the Connection Point between the Grid and the Generator and between the Grid and the Distributor to measure the following:

(a) Active energy for export and import; and
(b) Reactive energy for export and import.

9.3.4 Energy Meters

Main Meters and Check Meters shall be installed at all Connection Points between the Grid and IPP's and for other Connection Points the meters shall be installed as stipulated in the Connection Agreement.

9.3.5 Metering Point

9.3.5.1 The Metering Point shall be located at the Connection Point; if this is not possible, a procedure shall be established to adjust the energy loss between the Metering Point and the Connection Point. The location of the Metering Point and the procedure for adjustment of loss, if necessary, shall be specified in the Connection Agreement.

9.3.5.2 Each power transformer in the Grid substation shall have separate Metering on the high voltage side and the low voltage side.

9.3.5.3 The energy consumed by auxiliary machines at generating stations shall be measured at the primary side of the unit auxiliary transformer. Energy supplied to the office and staff quarters shall be measured separately and shall not be considered as auxiliary consumption. Monthly readings on auxiliary consumption shall be furnished to the Designated System Operator.

9.3.5.4 The auxiliary consumption of Grid substations shall be measured on the primary side of the auxiliary station service transformer. Energy supplied to the office and staff quarters shall be measured separately and shall not be considered as auxiliary consumption. Monthly readings on auxiliary consumption shall be furnished to the Designated System Operator.

9.4 METERING RESPONSIBILITY AND OWNERSHIP

9.4.1 The Metering Equipment comprises of instrument transformers, meters, and all associated cables, wires and associated devices.

9.4.2 The Metering Equipment at Generating Plants shall be owned by the respective Generators and the Generators shall be responsible for supply, installation, testing, putting into service, and maintenance to ensure that the Metering Equipment complies with the Metering Code.

9.4.3 The Metering Equipment at Grid substations without Connection Point shall be owned by the Grid Owner. The Grid Owner shall be responsible for supply, installation, testing, and putting into service to ensure that the Metering Equipment complies with the Metering code. The Grid Owner shall be responsible for maintenance to ensure the Metering Equipment complies with the Metering Code.

9.4.4 The supply, installation, testing, putting into service, and maintenance of the Metering Equipment at Connection Points shall be in accordance with the Connection Agreement.

9.4.5 The Main Meter shall be owned by the Party supplying electricity and the supply, installation, testing, putting into service and maintenance shall be the responsibility of said Party.

9.4.6 The Check Meter shall be owned by the Party receiving electricity and the supply, installation, testing, putting into service and maintenance shall be the responsibility of said Party.

9.4.7 **Metering Equipment Security**

9.4.7.1 The Metering Equipment (for Main and Check Meters) at Connection Point shall be protected against external interference except where sealing is impractical. The point of sealing shall be:

(i) CT secondary boxes;
(ii) PT secondary boxes;
(iii) Meter box;
(iv) Meter test block;
(v) Meter terminal cover;
(vi) Meter cover Panel doors where CT and PT secondary circuits are terminated; and
(vii) Local communication port

9.4.7.2 Secondary CT and PT windings shall be armored cable of single length.

9.4.7.3 The metering cubicle shall be completely and securely locked and sealed, provided all necessary registers and local communication ports are visible and accessible.

9.4.7.4 Appropriate security shall also be provided against unauthorized access and against corruption of data in transmission.

9.4.7.5 Security password for programming meters shall be possessed only by the Grid Owner and programming and reprogramming of meters shall be carried out only in the presence of both Parties, namely, the Grid Owner and Grid User.

9.4.7.6 The Grid Owner and the User shall jointly seal the Metering Equipment. The seal shall be replaced following any test or inspection, downloading or site reprogramming.

9.4.7.7 Each Party shall control the issue of its own seals and sealing pliers and shall keep an accurate register of all such pliers and the authorized persons to whom they are issued.

9.4.7.8 No seal shall be broken or removed except in the presence or with the prior consent of the Party affixing the seal. Where verbal consent is obtained, it must be immediately confirmed in writing. Under normal condition, at least one-week notice shall be given to the relevant Party for its consent to break the seal.

9.4.7.9 The Grid Owner of the substation where the Metering Equipment is located shall be responsible to keep the metering seals intact.

9.5 METERING EQUIPMENT STANDARDS

9.5.1 Voltage Transformer

9.5.1.1 For Generators (including IPP's), Distributors and HV Consumers; the minimum standard of accuracy of the voltage transformer shall conform to the latest relevant IEC Standard and shall be 0.2 for all capacity.

9.5.1.2 The neutrals of the voltage transformer shall be solidly grounded and the secondary shall be suitable for a 3-phase, 4-wire Y-connection.

9.5.1.3 The rated secondary voltage of the voltage transformer shall be 110 volts

9.5.1.4 The secondary burden of voltage transformer shall be maintained between 25% and 100% of rated values.

9.5.1.5 The Check Meter shall be supplied from a secondary core separate from the one feeding supply to the main Meter.

9.5.2 Current Transformer

9.5.2.1 For Generators (including IPP's), Distributors and HV Consumers; the minimum standard of accuracy of the current transformer shall conform to the latest relevant IEC Standard and shall be 0.2 for all capacity.

9.5.2.2 The rated secondary current of the current transformer shall be one (1) ampere.

9.5.2.3 The secondary burden of the current transformer shall be maintained between 25% and 100% of rated values.

9.5.2.4 The Check Meter shall be supplied from a secondary core separate from the one feeding supply to the Main Meter.

9.5.3 Main and Check Meters

9.5.3.1 Meters shall be of three-element, 3-phase, 4-wire, Wye-connection, bi-directional digital type, having facility for local and remote communication. The transmission medium may be of any type but shall be free of data loss during transmission.

9.5.3.2 For Generators (including IPP's), Distributors and HV Consumers; the minimum standard of accuracy of Meters shall conform to the latest IEC Standard and shall be 0.2 for all capacity.

9.5.3.3 The burden of meters shall be maintained between 25% and 100% of rated values.

9.5.3.4 The meter shall display KW and cumulative Demand, KWh, KVA, KVAh and KVARh with the features of adjustable time-of-use, maintenance records, recordable load profile, pulse output, and downloading facilities in local and remote mode. The load profile data up to at least six channels shall be recorded for at least 65 days with half an hour interval.

9.5.3.5 A cumulative record of the parameters measured shall be available on the meter. The loss of auxiliary supply to the meter shall not erase these records. Separate record shall be provided for each measured quantity and direction. The meter shall have super capacitor for memory storage in addition to internal battery

9.5.3.6 All metering systems shall be capable of electronic data transfer through dedicated telephones or the Grid Owner's communication channels.

9.5.4 Metering Equipment Inspection and Testing

9.5.4.1 Regular Testing

(a) All new or replacement Metering Equipment shall be tested and certified by an independent, internationally recognized laboratory. The cost of the test shall be borne by the owner of the Metering Equipment. The tests shall be carried out as per the latest relevant IEC standard.
(b) Prior to operation, Metering Equipment shall be re-tested at Grid Owner's laboratory against the Grid Owner's sub-standard test meter.
(c) The sub-standard test meter shall be recalibrated and recertified at least every five (5) years by an independent, internationally recognized laboratory. The cost of the test shall be borne by the Grid Owner.
(d) Instrument transformers shall be tested and recalibrated at least once every five (5) years.
(e) Meters shall be tested and recalibrated at least once every two (2) years.
(f) At least one month's prior written notice of a routine test and 7 days prior written notice in the case of every site test of new, replacement or modified metering shall be given to the relevant Party, except where such test is carried out as a result of an emergency or Equipment failure in respect of metering which is already in operation. The notice shall state the date and time of the test.
(g) The tests shall be conducted in the presence of representatives of the interested Party, unless the interested Party agrees otherwise.
(h) A copy of all test report shall be given to the interested Part even if the concerned interested Party fails to attend the test.
(i) The testing and recalibration of Check Meters shall follow the above procedures.
(j) Normally, the cost and expenses of such testing shall be borne by the owner of the Metering Equipment.

9.5.4.2 Ad-hoc Testing

(a) Any Party has the right to ask for testing of Metering Equipment, which is in operation by notifying the owner of such Metering Equipment if it feels the Metering Equipment is not performing well within its prescribed limits of accuracy.
(b) Representatives of both Parties shall inspect and test the Equipment within three (3) days from the date of receipt of notice and a report of the Test shall be produced by the Metering Equipment owner.
(c) A copy of all test report shall be given to the Party requesting the Test even if the Party fails to attend the test.
(d) If the Metering Equipment fails the test, the cost associated with such inspections and tests shall be borne by the Metering Equipment owner.

(e) If the Metering Equipment passes all inspections and tests, the cost associated with such inspections and tests shall be borne by the Party requesting the Test.

9.5.5 Meter Register

Each Party shall maintain a register on Metering Equipment. This register shall include information such as serial number, accuracy class, technical details of the meter and the Metering Equipment, dates, locations, result of tests, maintenance program, inspections, any permanent or temporary replacement of meters and Metering Equipment, the dates on which any seal was applied or broken and the persons carrying out and attending any such tests, readings, inspections or sealing.

9.5.6 Defective Equipment

(a) If, at any time, Metering Equipment is destroyed, damaged or found defective, it shall be removed immediately.

(b) The relevant Party shall ensure that the defective Metering Equipment is replaced and service and operation restored as per the Metering Code within one month from the date of removal of the Equipment.

(c) Prior to operation, the repaired re-calibrated Metering Equipment or new replacement Metering Equipment shall be tested in accordance with the Metering Code.

(d) Where the Metering includes both Main and Check Meters and the Main Meter has been removed for any reason, then the Check Meter shall be regarded as the Main Meter until the replacement or return to site of the Main Meter.

9.6 METER READING

9.6.1 Meter Readings

9.6.1.1 All metering installations shall record time, based on NST.

9.6.1.2 Normally, the Main Meter shall be read but Check Meter shall be used for verification purpose.

9.6.1.3 Meter readings at Connection Points shall be witnessed by authorized representatives of concerned parties. If either one of the representatives is absent, the representative of the Party, who is present, shall provide the Meter readings to the absent Party within three days from the date of Meter reading and such readings shall be validated by the Grid Operator.

9.6.1.4 A Metering Equipment reading protocol shall be prepared. Meter reading shall be carried out as per the meter reading form. Each meter reading form shall be given a reference number, defining the date of meter reading, and station.

9.6.1.5 Each Grid Owner's regional office, Generator and Distributor shall read the meters for the current month at 1200 hours NST on the first day of the following month.

9.6.1.6 By the 7th of every month, the Grid Owner, Generators, and Distributors shall send electronically or by fax to the Designated System Operator, hourly data on actual input and output of each metering point for the previous month along with adjustments for dispatch

instruction issued by the Designated System Operator. The Meter readings shall be recorded in accordance with Monthly Meter Reading Form given in Appendix D.

9.6.2 Metering Discrepancies and Retroactive Adjustments

9.6.2.1 The Party responsible for the Meter at the Connection Point shall inform the Designated System Operator, as soon as practicable, if any of the meter seals are broken, the meter fails to function or if the measurement accuracy of the Metering Equipment is not as per the Metering Code. The Designated System Operator shall inform the relevant authorities of these matters.

9.6.2.2 The Party responsible for the Meter shall repair or replace any defective Metering Equipment in accordance with the Metering Code section 9.5.6. If the Main Metering is found to be defective, from that point in time and until the Main Metering Equipment is restored, the Check Meter shall be considered as the Main Meter for all purposes.

9.6.2.3 If the Check Meter is also found with broken seals, or inoperative or inaccurate, the measurement shall be determined by utilizing the meters at the Grid Owner's nearest substation, where the measurement shall be adjusted for line losses and any other energy usage between the Connection Point and the substation.

9.6.2.4 If at any time, supply from voltage transformer to any meter is not available, the energy measurement from the time the failure is deemed to have occurred until the voltage transformer circuit is restored to the meter shall be calculated as per procedures agreed in the Connection Agreement.

9.6.2.5 In case of transmitted metered data, impulses representing electrical quantities may be lost between the relevant meter and the Load Dispatch Centre. Any difference noted at the time the meter is inspected and read at site shall be settled as provisioned in the Connection Agreement.

9.6.2.6 If any User disagrees with the metering data, or the readjustment values, or the Parties cannot come to an agreement in respect of a fault on the Metering Equipment upon testing or inspection, the disagreement may be referred to the GCMC.

9.7 METERING EQUIPMENT MAINTENANCE

9.7.1 Maintenance

9.7.1.1 The Metering Equipment and the Main and the Check Meters shall be maintained by the respective owners unless otherwise provisioned in the Connection Agreement.

9.7.1.2 Each Party shall grant access to any other Party, its employees, agents and contractors and persons duly authorized by them full right to enter upon any part of such Party's property to the extent necessary for the purposes of this metering.

9.7.1.3 The right of access provided shall include the right to bring in such vehicles, plant, machinery, test kits, loading kits, sub-standard Meters and maintenance materials as shall be necessary for the purpose of this metering.

9.7.1.4 The Party given access shall ensure that damage to the property over which access has been given is avoided and shall make good any damage caused in exercising such right as soon as practicable. The Party shall cause as little disturbance as possible to any other Party or other occupier of such property.

CHAPTER 10: EXEMPTIONS AND TRANSITORY PROVISIONS

10.1 OBJECTIVE

The objectives of this Chapter are:

(a) to identify those provisions of the Grid Code which certain Parties cannot immediately comply with and either specify the time frame within which certain Parties are required to take necessary steps to comply with the provisions of the Grid Code or to provide such Parties with an exemption from compliance with those specific provisions; and

(b) to identify provisions of the Grid Code that need to be improved or added in the near term and the process for making such improvements or additions.

10.2 EXEMPTIONS

10.2.1 Planning Code

The Designated System Planner shall assess the vulnerability of the Grid to voltage collapse under heavily loaded conditions in all its Grid Planning within one year of Grid Code approval.

10.2.2 Grid Connection

10.2.2.1 Under the Grid Code, the Grid Owner is responsible for operation and maintenance of the Grid. The Grid Owner will continue to operate and maintain all low voltage equipment at Grid substations owned by the Grid Owner.

10.2.3 Grid Metering

10.2.3.1 Check meters shall not be required at User Systems owned by NEA until real business transactions take place between NEA business entities.

10.2.3.2 Existing Metering Equipment, irrespective of its ownership, shall not be required to meet the equipment standards of Chapter 9, Metering Code and this exemption shall continue until mutually agreed otherwise. However, the Grid Owner shall be required to follow the equipment standards of Chapter 9. Grid Owner shall prepare a schedule of programme for replacement of its existing Metering Equipment pursuant to the Metering Code and perform replacement as per the schedule.

10.2.4 Requirement for Generators

10.2.4.1 General

Existing Generating Plants shall not be required to sign a Connection Agreement specified in Chapter 5, Connection Code.

10.2.4.2 Some of the technical requirements specified in Chapter 5, Connection Code are not economically feasible or operationally required for all Generating Plants. Exemptions to specific technical requirements are described below:

10.2.4.2.1 Generating Plants with plant capacity not exceeding 10 MW shall not be required to install SCADA system for LDC.

10.2.4.2.2 Run of river Generating Plants shall not be required to install automatic generation control (AGC) from LDC. This requirement shall not be necessary for storage plants with capacity less than 50 MW.

10.2.4.2.3 Generating Plants with unit capacity not exceeding 10 MW shall not be required to install fast start facility.

10.2.5 Requirement for Distributors

Distributors shall not be required to sign a connection agreement for existing distribution points.

10.3 TRANSITORY PROVISIONS

10.3.1 Performance Standards

10.3.1.1 The Electricity Rules, 2050 (1993) has set the permissible voltage variation in the Grid as +/-10% of nominal voltage, while the international standard is +/-5%. The Designated System Planner in all its annual short term grid operational planning studies shall identify where such reinforcements are required to maintain Grid voltage at par with the international norm. Generally, huge investments are required for Grid reinforcement and without such investments it is not possible to achieve this level of performance. The aim of future Grid developments should be a gradual improvement in Grid voltage for which the Grid Owners shall allocate necessary budget in this sector.

10.3.1.2 The performance standard of the Grid as measured by Voltage Unbalance has not yet been adopted. The Grid Owner shall make necessary arrangements so that it will be able to measure this value and thenceforth provide an indicator by which to gauge the quality of power supply in the Grid.

10.3.1.3 Grid Owner shall determine the values of station auxiliaries at each of its Grid substation and submit them along with supporting details to the GCMC, who shall evaluate the calculations and prescribe the maximum values of station auxiliaries consumption for each of its Grid substations.

10.3.1.4 Within the first six (6) months of the affectivity of the Grid Code, the Grid Owner shall devise methods to measure the performance for personnel safety. The Grid Owner shall submit the report to the GCMC, who shall then prescribe targets to be achieved by the Grid Owner.

CHAPTER 11: REPORTING

11.1 OBJECTIVE

The objectives of this Chapter are as follows:

(a) To specify the types of report required under various provisions of the Grid Code; and
(b) To specify the agencies responsible for producing these reports.

11.2 SCOPE OF APPLICATION

The provisions of this Chapter apply to all Parties, including the following:

(a) Designated System Operator;
(b) Grid Owner;
(c) Generators;
(d) Distributors; and
(e) Any other entity with a System connected to the Grid.

11.3 GCMC REPORTS

11.3.1 Trimester and Annual Report

11.3.1.1 The GCMC shall submit the trimester report on Grid Operation to the Commission and all Grid Users within forty-five (45) days of the end of the trimester period.

11.3.1.2 The GCMC shall submit an annual report for the previous year to the Commission and all Grid Users by the end of Kartik (mid-November).

11.3.2 Significant Event Reports

Within seven (7) days following the receipt of the Designated System Operator's report on a Significant Event, the chairperson of the GCMC shall validate the report and make recommendations to the Commission. If a violation of the Grid Code is determined to be the cause of the Significant Event, punitive actions and/or corrective actions shall be recommended in the report.

11.3.3 Special Reports

Special reports shall be prepared by the Designated System Operator at the discretion of the GCMC or on the request of the Grid Owner or any Government or regulating agencies or any User. Special Reports prepared for Users shall be at the expense of the Users.

11.4 REPORTS ON PLANNING STUDIES

The Designated System Planner shall prepare following reports in accordance with Section 3.6 of the Grid Code:

a. Consolidated Grid Demand Forecast;
b. Least Cost Generation Expansion Plan;
c. Short Term Grid Expansion Plan;
d. Transmission Development Plan; and
e. Power System Master Plan.

11.5 REPORTS ON GRID PERFORMANCE APPRAISAL

11.5.1 The Designated System Operator and the Grid Owner shall jointly prepare and submit a monthly report on Grid Performance for the previous month to the GCMC. The report shall be prepared within thirty (30) days from the end of the month to which the report applies and shall contain the following information along with supporting details:

a. Actual value of Transmission Availability;
b. Actual value of Transmission Reliability
c. Record of safety performance, including details of accidents.

11.5.2 The Grid Owner shall prepare and submit a monthly report on Transmission Loss to the GCMC in accordance with Section 4.4 of the Grid Code. The report shall be prepared within thirty (30) days from the end of the month to which the report applies and shall contain the actual value of energy loss in the Grid along with details on each in feed, out feed and station auxiliaries for each Grid substation.

11.6 REPORTS ON CONNECTION REQUIREMENT

The Designated System Planner shall be responsible for preparing the report on Grid Impact Studies within two (2) months from the receipt of User's acceptable application for Connection in accordance with Section 5.4.3.1 of the Grid Code. This report shall be submitted to the Grid Owner, who shall pass it on to the User for necessary actions.

11.7 REPORTS ON GRID MANAGEMENT

11.7.1 The Designated System Operator and the Grid Owner shall jointly prepare and submit a monthly report on Grid Operation to the GCMC. The report shall contain details as specified in Section 11.7.4 below on monthly basis. The report shall be prepared within thirty (30) days from the end of the month to which the report applies and shall also highlight the occurrence of any problems encountered and the measures adopted to address them. It shall also include their recommendations to improve the operation of the Power System.

11.7.2 The Designated System Operator and the Grid Owner shall jointly prepare and submit the trimester report on Grid operation to the GCMC. The report shall be prepared within thirty (30) days from the end of the trimester period and shall contain all details required for the monthly Grid operation report and the annual Grid operation report, consolidated on a trimester basis.

11.7.3 The Designated System Operator and the Grid Owner shall jointly prepare and submit an annual report on Power System Operation to the GCMC. This report shall be prepared by the end of the last Business Day of Aswin (mid-October).

11.7.4 The annual Power System Operation report shall include the following:

(a) Total available generation and actual generation;
(b) Total energy import and export;
(c) Total energy received at and supplied from Grid substations;
(d) Energy loss in the Grid;
(e) Availability of Grid;
(f) Reliability of Grid;
(g) Total unavailable power/energy due to planned and forced outages;
(h) Annual frequency variation index;
(i) Annual voltage variation index;
(j) Annual load curve and load duration curve;
(k) Typical load curve and load duration curve for the day of maximum Demand and the day of minimum Demand in the year;
(l) Typical load curve and load duration curve for the hottest and the coldest day in the year at one of the load centres in the Terai region;
(m) Typical load curve and load duration curve for the hottest and the coldest day in the year in Kathmandu;
(n) Violations of Grid Code;
(o) Significant Events; and
(p) Any other details required by the GCMC.

11.8 REPORT ON SCHEDULING & DISPATCHING

11.8.1 The Designated System Operator, Grid Owner, Generator, Distributor, and other Users, as the case may apply, shall prepare reports for Events occurring in their sites within thirty (30) days of the Event. Typical examples of reportable Events are:

(a) Serious equipment problem such as transformer, circuit breaker, or bus bar;
(b) Exceptionally high/low system voltage;
(c) Grid constraints;
(d) Instances of persistent/significant violation of Grid Code;
(e) Loss of Generating Unit;
(f) Partial or Total Grid Blackout;
(g) Protection failure;
(h) Fire incidents affecting human or facilities;
(i) Accidents affecting human or facilities; and
(j) Any other important details.

11.8.2 Generator Operating Records

11.8.2.1 Generators shall provide the following information to the Designated System Operator on daily basis:

(i) Active and reactive power generation, power factor and transmission line voltage for each clock hour in accordance with the Forms given in Appendix D.

(ii) Changes in operating status of Units, disconnecting switches, circuit breakers, etc. in accordance with the Form given in Appendix D;

(iii) Any event (trip pings, alarms, etc.) that affect or could have affected power generation and delivery in accordance with the Form given in Appendix D-14; and

(iv) Any unusual condition that requires attention.

The completed and duly signed Form shall be faxed/ emailed to the LDC by 14:00 clock hour the next Day.

The reporting of items (ii), (iii) and (iv) above shall be done promptly after such event has taken place, first verbally, followed by written reports and supported, wherever possible, by printouts of Event recorders.

11.8.2.2 In addition to daily reports, Generators shall also provide the Designated System Operator with monthly generation reports in accordance with the Forms given in Appendix D within seven (7) days from the end of the month for which the report is being prepared.

11.8.2.3 Generator shall submit Generator and HV feeder Outage Report to the Designated System Operator in accordance with Forms given in Appendix D for each month within seven (7) days from the end of the month for which the report is being prepared.

11.8.2.4 Generator shall submit to the Grid Owner through their area offices record of monthly energy delivered to the Grid and energy received from the Grid for each High Voltage feeder within 7 days from the end of the month for which the report is being prepared in accordance with Forms given in Appendix D.

11.8.3 Significant Event Reports

11.8.3.1 After every major Grid Event like cascade tripping, Power System black-outs and Grid disturbance, the Designated System Operator shall investigate or instigate an investigation into the cause of the Event, submit an Event report to the GCMC, Grid Owner, Concerned Generator and Distribution within three days of the Event. If this is not possible, the Designated System Operator shall submit a preliminary report within this period and shall submit a detailed investigation report within fifteen (15) days from the date of the Significant Event.

11.8.3.2 The following minimum information shall be included in the written report of the team investigating the Significant Event:

(a) Time, date and location of the Significant Event;
(b) Equipment directly involved and not merely affected by the Event;
(c) Description of the Significant Event;
(d) Demand in MW and Generation in MW interrupted;
(e) All relevant data, copies of all records from recording instruments including disturbance recorders, event loggers, etc;
(f) Sequence of tripping;
(g) Details of relay flags;

(h) Duration of the interruption;
(i) Cause of the Event; and
(j) Recommendations to prevent recurrence of such Event in future.

CHAPTER 12: MISCELLANEOUS

12.1 PARTIES' RESPONSIBILITY

All parties subject to the Grid Code shall be responsible for the accuracy of data and reports to be provided pursuant to the Grid Code and no party shall be held responsible for actions taken by the party if such action is guided by data and information submitted by other parties, provided that the actions are reasonable and carried out according to the Best Industry Practice. The Commission reserves the authority to sanction fines for deliberate submission of inaccurate data or negligence, regardless of the consequence of such submission.

12.2 POWER TO ISSUE ORDERS

Nothing mentioned in the Grid Code shall be deemed to limit or otherwise affect the power of the Commission to pass such orders as may be necessary for the Commission to fulfil the objectives of the Grid Code pursuant to the Act and the Rules.

12.3 ABSENSE OF INSTRUMENT TO NOT BE HINDERANCE

Nothing in this Grid Code shall bar the Commission to deal with any matter or exercise any power under the Act for which no specific bylaws, directives, standards and codes have been framed, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.

12.4 POWER TO RELAX

The Commission may issue orders, by specifying the reason in writing, and after hearing to the parties likely to be affected by the relaxation, may relax any of the provisions of the Grid Code in a suo-moto manner or after an application is filed before it or through the Grid Owner by a concerned person.

12.5 POWER TO REMOVE DIFFICULTY

Nothing in these Grid Code shall bar the Commission from adopting pursuant to the Act, a procedure, which is different from the provisions of the Grid Code, if the Commission, in view of the special circumstance and for reasons to be specified in writing, deems it necessary for dealing with such special circumstances.

12.6 SAVINGS

12.6.1 In the event of conflict between any provision of the Grid Code and any contract or agreement that is entered into prior to the date the Grid Code is implemented, acts shall be performed, or action shall be taken according to the provision of such contract or agreement.

12.6.2 In the event of conflict between any provision in the Grid Code and any contract or agreement entered into after the date the Grid Code becomes effective, the provisions of the Grid Code shall have precedence over such contract or agreement unless specified otherwise.

12.6.3 Any act performed or action taken under any agreement entered into, or any contract entered into, or any other internal technical codes and standards being used by any Grid Owners prior to the date of implementation of the Grid Code shall be deemed to have been performed or taken under the Grid Code.

APPENDIX A

STANDARD PLANNING DATA

A.1 GENERATING PLANT DATA

A.1.1 The Generator shall provide the Grid Owner following general information about the power station:

(a) Location map and site map showing major components of the power station;
(b) Approximate construction period;
(c) Total installed capacity in MW along with number and size of generating units; and
(d) Transmission voltage and point of connection with Grid.

A.1.2 The following data on each generating unit shall be provided by the Generator

(a) Maximum and minimum operating head;
(b) Type and capacity of turbine;
(c) Generator:

(i) Type;
(ii) Rating (MW and MVA);
(iii) Rated terminal voltage(kV);
(iv) Rated Power Factor;
(v) Reactive Power Capability (MVAR) in the range 0.95 of leading and 0.85 of lagging;
(vi) Short Circuit Ratio;
(vii) Direct axis transient reactance (% on rated MVA);
(viii) Direct axis sub- transient reactance (% on rated MVA);
(ix) Auxiliary Power Requirement (MW)

(d) Generator Transformer

(i) Type;
(ii) Rated Capacity (MVA);
(iii) Voltage Ratio HV/LV;
(iv) Tap change Range (+%to -%);
(v) Percentage Impedance (positives sequence at full load).

A.1.3 If the Distribution has any Embedded Generating Plant, the Generator through the Distributor shall provided the Grid Owner all information mentioned in Articles A.1.1 and A.1.2 above.

A.2 GRID DATA

A.2.1 The Grid Owner shall be responsible for collecting following general data from its various offices:

(a) Name of line (Indicating Power Stations and sub-stations to be connected);
(b) Voltage of line (kV);
(c) No. of circuits;

(d) Route length (km);
(e) Conductor sizes;
(f) Line parameters (PU values);
 (i) Positive sequence resistance/km and reactance/km;

 (ii) Zero sequence resistance/km and reactance/km;

 (iii) Positive sequence shunt susceptance /km(B/2); and
 (iv) Zero sequence shunt susceptance /km(B/2).

A.3. USER SYSTEM DATA

A.3.1 The User shall furnish following details of the User System at the Connection Point to the Grid Owner:

(a) Substation layout showing arrangement of Equipment;
(b) Electrical circuits;
(c) Grounding arrangements;
(d) Phasing arrangements; and
(e) Switching arrangements.

A.3.2 If the substation in the User System is connected to the Grid through overhead lines and/or underground cables, the User shall submit to the Grid Owner following details on these lines:

(a) Name of line (Indicating Power Stations and sub-stations to be connected);
(b) Voltage of line (kV);
(c) No. of circuits;
(d) Route length (km);
(e) Conductor sizes;
(f) Line parameters (PU values);
 (i) Positive sequence resistance/km and reactance/km;
 (ii) Zero sequence resistance/km and reactance/km;
 (iii) Positive sequence shunt susceptance /km(B/2); and
 (iv) Zero sequence shunt susceptance /km(B/2).

A.3.3 If the User System is connected through a transformer, following details of the transformer shall be provided to the Grid Owner:

(a) Rated MVA;
(b) Rated primary and secondary voltage (kV);
(c) Winding arrangement;
(d) Tap changer type, number of steps, and size;
(e) Positive sequence resistance and reactance at max., min. and nominal tap position;
(f) Zero sequence reactance for three-legged core-type transformer; and
(g) BIL value (kV).

A.3.4 The User shall provide the Grid Owner with following details on switchgear, circuit breakers and disconnect switches installed at the Connection Point or the substation at the User System:

(a) Rated voltage (kV);
(b) Rated continuous maximum current;
(c) Rated symmetrical RMS short-circuited current (kA); and
(d) BIL value (kV).

A.3.5 If the User System is equipped with capacitors, reactors, static var compensators, following details of these equipment shall be supplied to the Grid Owner:

(a) Rated capacity (MVAR);
(b) Rated voltage (kV)
(c) Type (shunt capacitor, shunt reactor, etc.); and
(d) Operation and control details such as fixed or variable; manual or automatic control.

A.3.6 For User System with loads above one MW, the following information shall be provided by the User to the Grid Owner:

(a) Type of load (furnace load, rolling mills, traction loads, pumping loads or other industrial loads);
(b) Rated voltage and phase;
(c) Number and size of large motors and type of drives and control arrangements;
(d) Sensitivity of load to voltage and frequency;
(e) Maximum harmonic content of load;
(f) Average and maximum phase unbalance of load; and
(g) Short circuit level at Connection Point due to load and also Embedded Generators, if any.

APPENDIX B

DETAILED PLANNING DATA

B.1 GENERATING PLANT DATA

The Generator shall provide following information on its Generating Plant to the Grid Owner.

B.1.1 General Data with following details:

(a) Name of Power Station;
(b) Number (Nos.) and capacity of Generating Units (MVA);
(c) Single line diagram of Power Station and switchyard;
(d) Neutral Grounding of Generating Units; and
(e) Earthing arrangements with earth resistance values.

B.1.2 Protection and Metering with following details:

(a) Full description including settings for all relays and protection systems for the entire power station;
(b) Full description including settings for all relays installed on all outgoing feeders from Power Station switchyard;
(c) Full description of inter-tripping of circuit breakers at the point or points of Connection with the Transmission System;
(d) Estimated fault clearance time for electrical faults on the User's System; and
(e) Full description of operational and commercial metering schemes.

B.1.3 Generating Unit Data with following details:

B.1.3.1 Parameters of Generator and Turbine:

(a) Rated terminal voltage (kV);
(b) Rated MVA and MW;
(c) Inertia constant (MW sec/MVA) H;
(d) Minimum stable loading (MW);
(e) Reactive power capability curve;
(f) Additional capacity (MW) obtainable from Generating Units in excess of Net Declared Capability;
(g) Derated capacity (MW) on a monthly basis, if applicable;
(h) Direct axis synchronous reactance. (% on MVA) Xd ;
(i) Direct axis transient reactance (% on MVA) X'd;
(j) Direct axis sub-transient reactance (% on MVA) X"d;
(k) Quadrature axis synchronous reactance (% on MVA) Xq;
(l) Quadrature axis transient reactance (% on MVA) X'q;
(m) Quadrature axis sub-transient reactance (% on MVA) X"q;
(n) Direct axis transient open circuit time constant (sec) T' do;
(o) Direct axis sub-transient open circuit time constant (Sec) T"do;
(p) Quadrature axis transient open circuit time constant (Sec) T' qo;
(q) Quadrature axis transient open circuit time constant (Sec) T" qo;
(r) Stator Resistance (Ohm) Ra;
(s) Stator leakage reactance (Ohm) Xq;

(t) Stator time constant (Sec);
(u) Short Circuit and Open Circuit saturation characteristics curves of the generator for various terminal voltages;
(v) Type of Turbine;
(w) Operating Head (Meter);
(x) Discharge with Full Gate Opening (cumecs); and
(y) Speed rise on total Load throw off (%).

B.1.3.2 Parameters of Excitation Control System:

(a) Type of excitation;
(b) Maximum field voltage;
(c) Minimum field voltage;
(d) Rated field voltage;
(e) Details of excitation loop in block diagrams showing transfer functions of individual elements using I.E.E.E. symbols;
(f) DC gain of excitation loop;
(g) Maximum rate of change of field voltage (rising);
(h) Maximum rate of change of field voltage (falling);
(i) Dynamic characteristics of over-excitation limiter; and
(j) Dynamic characteristics of under-excitation limiter.

B.1.3.3 Parameters of Governor:

(a) Governor average gain (MW/Hz);
(b) Speeder motor setting range;
(c) Time constant of steam or fuel or water governor valve;
(d) Governor valve opening limits;
(e) Governor valve rate limits;
(f) Time constant of turbine; and
(g) Governor block diagram showing transfer functions of individual elements using IEEE symbols.

B.1.3.4 Operational Parameter:

(a) Minimum notice required to synchronise a Generating Unit from de-synchronisation;
(b) Minimum time between synchronising different Generating Units in a Power Station; and
(c) Minimum block load requirements on synchronising.

B.1.4 Switchyard with following details:

B.1.4.1 Step-up transformer with following details:

(a) Rated MVA;
(b) Rated voltage (kV);
(c) Voltage ratio;
(d) Vector Group;
(e) Positive sequence reactance for maximum , minimum, normal Tap (%on MVA);
(f) Positive sequence resistance for maximum, minimum, normal Tap (%on MVA);
(g) Zero sequence reactance (% on MVA);
(h) Tap changer range (+ % to - %) and steps; and

(i) Type of Tap changer. (OFF/ON Load).

B.1.4.2 Circuit Breakers and Isolators with following details:

(a) Rated voltage (kV);
(b) Type of circuit breaker (MOCB/SF6);
(c) Rated short circuit breaking current (kA) 3-phase;
(d) Rated short circuit breaking current (kA) 1-phase;
(e) Rated short circuit making current (kA) 3-phase;
(f) Rated short circuit making current (kA) 1-phase; and
(g) Provisions of auto reclosing with details.

B.1.4.3 Communication System with following details:

(a) Details of equipment installed at points of Connections.

B.2 USER SYSTEM DATA

B.2.1 General

B.2.1.1 Single line diagram of Distribution System (showing distribution lines from points of Connection with the Transmission System, 132/33/11 kV sub-stations, 11/0.4 kV sub-stations, consumer bus if fed directly from the Transmission System).

B.2.2 Loads

- Connected load with details on numbers of consumers category wise, details of loads of one (1) MW and above;
- Information on diversity of load and coincidence factor;
- Daily demand profile; and
- Cumulative demand profile of Distribution System.

APPENDIX C

SCHEDULE OF REPORTS AND DATA

Responsible Entity: GCMC			
Section	**Receiving Entity**	**Description of Report/Data**	**Schedule**
2.3.3	ERC	GCMC annual budget	By end of Falgun
2.5.6	ERC	Report on dispute resolutions and revisions	At least once every year
2.6.7	All Parties	Report on compliance monitoring	As and when required
2.7.1.2 (d)	ERC	Report on actions	As and when required
2.8.3	ERC	Revisions to Grid Code	As and when required
11.3.1.1	ERC/ All	Trimester report on Grid operation	Within 45 days from end of trimester
11.3.1.2	ERC/ All	Annual report in Power System operation	By end of Kartik
11.3.2	ERC	Validated report on Significant Event	Within 7 days of receipt of report

Responsible Entity: DSO			
Section	**Receiving Entity**	**Description of Report/Data**	**Schedule**
3.5.3.6	Users	Information on planned development in Grid	Promptly
6.10.1.2	User/ Grid Owner	3-year rolling annual Grid Outage Program (provisional)	By end of Chaitra
6.10.1.4	Users	3-year rolling annual Grid Outage Program (final)	By 15th of Baisakh
6.10.2.3	Gen.	3-year rolling annual Gen. Outage Program (provisional)	By end of Chaitra

Responsible Entity: DSO			
Section	**Receiving Entity**	**Description of Report/Data**	**Schedule**
6.10.2.5	Gen.	3-year rolling annual Gen Outage Program (final)	By end of Baisakh
6.10.3.2	All	3-year rolling annual Generation Schedule (final)	By end of Baisakh
6.10.4.1	All	3-year rolling annual Grid Operating Program (final)	By 15th of Jestha
7.4.1.2	Gen.	Monthly Generation Outage Program (draft)	By 10th of every month
7.4.1.3	Gen	Monthly Generation Outage Program (final)	By 15th of every month
7.4.1.5	Gen	Weekly Generation Outage Program (draft)	By every Thursday
7.4.1.6	Gen	Weekly Generation Outage Program (final)	By 12:00 hrs every Friday
7.4.1.8	Gen	Response to request for Scheduled Gen. Outage	At least 48 hrs. before shutdown
7.4.1.10	Gen	Response to request for Gen. Maintenance Outage	At least 24 hrs. before shutdown
7.4.1.11	All	Rescheduling of any Outage	At the earliest
7.4.2.1	-	Monthly Grid Outage Program (final)	By 7th of every month
7.4.2.2	-	Weekly Grid Outage Program (final)	Every Wednesday
7.4.2.4	Grid Owner	Response to Scheduled Grid Outage	No later than 48 hrs. before Outage
7.4.2.6	Grid Owner	Response to Grid Maintenance Outage	No later than 24 hrs. before Outage
7.5.2	Gen.	Approved monthly Availability Projection	By 15th of every month
7.5.4	Gen.	Approved weekly Availability Projection	No later than 16:00 hrs. every Friday
7.7.9	Gen.	Day ahead Generation Schedule	No later than 16:00 hrs. every day

Responsible Entity: DSO			
Section	**Receiving Entity**	**Description of Report/Data**	**Schedule**
7.8.3	Gen.	Written confirmation of Verbal Instruction (Appendix D-10)	No later than 24 hours after verbal instruction
11.3.3	ERC/ GCMC/ Grid Owner/ Government/ User	Special report on request	As per requirement
6.10.3.2	All	3-year rolling annual Generation Schedule (final)	By end of Baisakh
11.5.1	GCMC	Monthly report on Grid performance appraisal	Within 30 days from end of month
11.7.1	GCMC	Monthly report on Grid operation	Within 30 days from end of month
11.7.2	GCMC	Trimester report on Grid operation	Within 30 days from end of trimester
11.7.3	GCMC	Annual report on Power System Operation	By end of Aswin
11.8.1	DSO/ GCMC	Event report	Within 30 days of Event
11.8.3.1	All	Significant Event report	Within 3 days from date of Event

Responsible Entity: Grid Owner			
Section	**Receiving Entity**	**Description of Report/Data**	**Schedule**
3.4.2.1.6	DSP/ DSO	All planning data received from Existing and Prospective Users	Within 7 days of receipt of data
3.4.2.2.1	DSP	Data of loadings on peak days	By end of Aswin
3.4.2.2.4	DSP	Changes in planning data in Appendices A & B	By end of Aswin
4.4.1.2	GCMC	Auxiliary consumption of Grid substations	By end of fiscal year

Responsible Entity: Grid Owner			
Section	**Receiving Entity**	**Description of Report/Data**	**Schedule**
5.3.6.2	User	Log containing test results and maintenance records of Equipment	As and when requested by Party
5.4.1.8	User	Data and information about the Grid	Within reasonable time
5.4.2.3	User	Response to the User's Application for connection	Within 90 days of receipt of application
5.4.6.2	Gen./ User	Site Responsibility Schedule and other details regarding energizing Connection Points	At least 60 days prior to energizing
5.8.1.1	User	Fixed Asset Boundary Document	Minimum two weeks prior to Completion Date
5.9.1.3	User	User Electrical Diagrams and Connection Point Electrical Diagrams	As per Agreement
5.10.1.1	User	Registered Equipment Data	As per Agreement
5.11.2.2	User	Operation Diagram, Proposed Equipment to be Installed and Equipment Identifications	As per Agreement
7.4.2.1	-	Monthly Grid Outage Program (final)	By 7th of every month
7.4.2.2	-	Weekly Grid Outage Program (final)	Every Wednesday
7.4.2.3	DSO	Request for Scheduled Grid Outage (Appendix D-7)	At least 7 days before Outage
7.4.2.5	DSO	Request for Grid Maintenance Outage (Appendix D -7)	At least 48 hours before Outage
7.4.2.7	Public	Public notice of all Grid Outage	At least 24 hours before outage
7.4.2.8	DSO/ Users	Any change in Outage Program	Promptly
8.3.1	DSO	Test request for System test	At least 3 months before proposed Test
11.5.1	GCMC	Monthly report on Grid performance	Within 30 days from end of month

Responsible Entity: Grid Owner			
Section	**Receiving Entity**	**Description of Report/Data**	**Schedule**
11.5.2	GCMC	Monthly report on transmission loss	Within 30 days from end of month
11.6	User	Grid Impact Studies	Within 2 months from receipt of application
11.7.1	GCMC	Monthly report of Grid operation	Within 30 days from end of month
11.7.2	GCMC	Trimester report on Grid Operation	Within 1 month from end of trimester
11.7.3	GCMC	Annual report on Power System operation	By end of Aswin
11.8.1	DSO/ GCMC	Event report	Within 30 days of Event

Responsible Entity: Generator			
Section	**Receiving Entity**	**Description of Report/Data**	**Schedule**
3.4.2.2.3	DSP	Details of loadings	By end of Aswin
3.5.2.2	DSP	Commissioning date of projects	By end of Kartik
5.4.1.2	Grid Owner	Standard Planning Data	With Connection Application
5.4.1.3	Grid Owner	Additional planning data	As and when requested
5.4.4.5	Grid Owner	Detailed Planning Data	Within 30 days from Agreement
5.4.6.1	Grid Owner	Details for energizing Connection Points	At least 60 days prior to energizing
5.9.1.2	Grid Owner	Electrical Diagrams and Connection Point Diagrams	As per Agreement
5.10.1.1	Grid Owner	Registered Equipment Data	As per Agreement
5.11.2.6	Grid Owner	Equipment identifications	As per Agreement
6.10.2.1	DSO	3-year rolling annual Generator Outage Program (Appendix D-1)	By end of Falgun

Responsible Entity: Generator			
Section	**Receiving Entity**	**Description of Report/Data**	**Schedule**
6.10.3.1	DSO	3-year rolling annual Availability and Capacity Declaration (Appendix D-2)	By end of Flagun
7.4.1.1	DSO	Monthly Gen. Outage Program (Appendix D-3)	By 1st day of each month
7.4.1.4	DSO	Weekly Generation Outage Program (Appendix D-4)	By 14:00 hrs. every Wednesday
7.4.1.7	DSO	Request for Scheduled Gen. Outage (Appendix D-5)	No later than 7 days prior to Outage
7.4.1.9	DSO	Request for Generation Maintenance Outage (Appendix D-6)	At least 48 hours prior to Outage
7.5.1	DSO	Monthly Availability Projection (Appendix D-8)	By 3rd day of every month
7.5.3	DSO	Weekly Availability Projection (Appendix D-9)	Every Wednesday
7.5.5	DSO	Daily Output Useable (Appendix D-10)	No later than 12:00 hours every day
7.5.6	DSO	Changes in Availability of Generating Unit	Promptly
11.8.1	DSO/ GCMC	Event report	Promptly
11.8.2.1	DSO	Operational information (Appendix D-12 to D-14)	No later than 14:00 hours every day
11.8.2.2	DSO	Monthly Generation report (Appendix D-15 to D-16)	Within 7 days from end of month
11.8.2.3	DSO	Monthly Generation and HV feeder Outage report (Appendix D-17 to D-20)	Within 7 days from end of month
11.8.2.4	Grid Owner	Record of energy delivered and received (Appendix D-21)	Within 7 days from end of month

Responsible Entity: Distributors/Users/HV Consumers			
Section	**Receiving Entity**	**Description of Report/Data**	**Schedule**
3.4.2.1.1	Grid Owner	Details of Demand and energy consumption on monthly basis for past year	By 15th of Bhadra
3.4.2.1.2	Grid Owner	Annual energy and Demand forecast for HV consumers	By 15th of Bhadra
3.4.2.1.3	Grid Owner	Annual Demand and energy forecast for existing HV Consumers, if load is expected to increase by 1 MW.	By 15th of Bhadra
3.4.2.1.4	Grid Owner	Details of area specific loads	By 15th of Bhadra
3.4.2.2.4	DSP	Changes in Planning Data in Appendices A & B	By end of Aswin
5.4.1.2	Grid Owner	Planning Data specified in Appendix A and Appendix B	With Connection Application
5.4.1.4	Grid Owner	Details of proposed connection and modification	With Connection Application
5.4.1.5	Grid Owner	Additional planning data for HV Consumers	With Connection Application
5.4.6.1	Grid Owner	Details for energizing Connection Points	At least 60 days prior to energizing
5.9.1.2	Grid Owner	Electrical Diagrams and Connection Point Diagrams	As per Agreement
5.10.1.1	Grid Owner	Registered Equipment Data	As per Agreement
5.11.2.6	Grid Owner	Equipment identifications	As per Agreement
6.10.1.1	DSO	3-year rolling annual User Outage Program	By end of Falgun
8.3.1	DSO	Test request for System Test	At least 3 months before proposed Test date
11.8.1	DSO/ GCMC	Event report	Within 30 days of Event

Responsible Entity: Designated System Planner			
Section	**Receiving Entity**	**Description of Report/Data**	**Schedule**
3.5.1.2	GCMC Sub-committee	Demand forecast (draft)	By end of Aswin
3.5.1.3	GCMC	Demand forecast (final)	By end of Kartik
3.5.2.6	GCMC Sub-committee	Least Cost Generation Plan (draft)	By end of Poush
3.5.2.7	GCMC	Least Cost Generation Plan (final)	By end of Magh
3.5.3.5	GCMC	Short term Grid Operation Plan (final)	By end of Magh
3.5.4.2	GCMC	Transmission Development Plan (draft)	By end of Falgun
3.5.4.3	GCMC	Transmission Development Plan (final)	By end of Chaitra
3.5.5.2	All	Power System Master Plan	By end of Jestha
5.4.3.1	Grid Owner/ User	Grid Impact Studies	Within 2 months from receipt of application

Responsible Entity: Designated Power Trader			
Section	**Receiving Entity**	**Description of Report/Data**	**Schedule**
3.5.2.3	DSP	Details of candidate power projects	By end of Kartik
3.5.2.4	DSP	Details of import export power	By end of Kartik
3.5.2.5	DSP	Details of signed PPA's	By end of Kartik

APPENDIX D

APPENDIX D-1: ANNUAL SCHEDULED OUTAGE PROGRAM

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: F/Y ……………. BS ………….. AD.

Month (Nepali)	**Shrawan**	**Bhadra**	**Ashwin**	**Kartik**	**Mangsir**	**Poush**	**Magh**	**Falgun**	**Chaitra**	**Baishakh**	**Jestha**	**Ashadh**
Month (English)	**Jul-Aug**	**Aug-Sep**	**Sep-Oct**	**Oct-Nov**	**Nov-Dec**	**Dec-Jan**	**Jan-Feb**	**Feb-Mar**	**Mar-Apr**	**Apr-May**	**May-June**	**June-July**
Week												
No. of days												
Outage in Hrs.												
Generating Unit												
No.1												
No.2												
Power Transformer												
No.1												
No.2												
Unit Circuit Breaker												
No.1												
No.2												
Line Circuit Breaker												
No.1												
No.2												
Other Equipment												
No.1												
No.2												

Note: If the month starts on a day other than Sunday, the days before the first Sunday of the month shall be included in first week of the month.

If the month ends on a day other than Saturday and number of weeks in the month happen to be more than four, the days after the last Saturday shall be included in fourth week of the month.

Notes if any:

Submitted by:

Name and Signature:

Designation: Seal:

Comments if any:

Acknowledged by:

Name and Signature:

Designation: Seal:

APPENDIX D-2: ANNUAL AVAILABILITY DECLARATION

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: F/Y ……………. BS …………… AD.

S. No.	Month (Nepali)	Shrawan	Bhadra	Ashwin	Kartik	Mangsir	Poush	Magh	Falgun	Chaitra	Baishakh	Jestha	Ashadh
	Month (English)	**Jul-Aug**	**Aug-Sep**	**Sep-Oct**	**Oct-Nov**	**Nov-Dec**	**Dec-Jan**	**Jan-Feb**	**Feb-Mar**	**Mar-Apr**	**Apr-May**	**May-June**	**June-July**
1	**Power Availability:**												
	Average Discharge Available CMPS												
	Average MW Available in Month												
	Max.MW Available in Peak Hr.												
	Min. MW Available in Peak Hr.												
2	**Energy Availability:**												
	Av. MWh/day available in the Month												
	Peaking facility MWh/day												
	Total declared MWh in the Month												
	Design MWh for the Month												

Notes if Any:

Submitted by:

Signature:

Name:

Designation:

Seal:

Comments if any:

Acknowledged by:

Signature:

Name:

Designation:

Seal:

APPENDIX D-3: MONTHLY SCHEDULED GENERATION OUTAGE PROGRAM

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: F/Y ……………. BS …………… AD. **MONTH:**

Week No. as per Month **Week No. as per Nepali Calendar**	**Residual* Previous Week**	**W1**	**W2**	**W3**	**W4**	**Partial** Last Week**
Nepali Date (From-To)						
English Date (From-To)						
Generator Unit No. 1, Outage Hrs.						
Outage MW.						
Generator Unit No. 2, Outage Hrs.						
Outage MW.						
Transformer No. 1, Outage Hrs.						
Outage MW.						
Transformer No. 2, Outage Hrs.						
Outage MW.						
Line Ckt. Breaker No.1, Outage Hrs.						
Outage MW.						
Other Equipment, Outage Hrs.						
Outage MW.						

* If the month starts on a day other than Sunday then the days before the first Sunday of the month are termed as Residual previous week.

** If the month ends on a day other than Saturday then the days after the last Saturday of the month are termed as partial last week

Notes if any:

Submitted by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

Comments if any

Acknowledged by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

APPENDIX D-4: WEEKLY GENERATION SCHEDULED OUTAGE PROGRAM

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: ……………. YEAR ………. MONTH ………………. WEEK.

Day	**Sunday**			**Monday**			**Tuesday**			**Wednesday**			**Thursday**			**Friday**			**Saturday**		
Date (Nepali)																					
Date (English)																					
Outage Time	From To	Hrs.	MW Deferred	From To	Hrs.	MW Deferred	From To	Hrs.	MW Deferred	From To	Hrs.	MW Deferred	From To	Hrs.	MW Deferred	From To	Hrs.	MW Deferred	From To	Hrs.	MW Deferred
Unit No.1																					
Unit No.2																					
Transformer-1																					
Transformer-2																					
Line CB-1																					
Line CB-2																					
Other Equip.																					

Notes if any:

Comments if any

Submitted by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

Acknowledged by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

APPENDIX D-5: SCHEDULED OUTAGE REQUEST FORM

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: ……………. YEAR …………………… MONTH …………………. DATE.

Location	Description works	Start Date and Time	Finish Date and Time	Duration of Shutdown Requested

Note: Request form should be submitted at least seven Business Days prior to planned scheduled outage.

Submitted by:
Name:
Designation:
Date of submission:
Signature:

Company Seal:

Approved by:
Name:
Designation:
Date of submission:
Signature:

Office Seal:

APPENDIX D-6: FORCED/ MAINTENANCE OUTAGE REQUEST FORM

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: ……………. YEAR …………………… MONTH …………………. DATE.

Start Date	Start Time	Location and Description of the works	Finish Date	Finish Time	Duration of Shutdown

Reason for Outage:

Note: Request form shall be submitted at least 48 hours prior to proposed time for maintenance outages.

Submitted by:

Name:
Designation:
Date of submission:
Signature:

Company Seal:

Approved by:

Name:
Designation:
Date of submission:
Signature:

Office Seal:

APPENDIX D-7: TRANSMISSION LINE SHUTDOWN IMPLEMENTATION FORM

NAME OF TRANSMISSION COMPANY:

NAME OF TRANSMISSION SEGMENT:

FOR: ……………. YEAR …………………… MONTH ………………… DATE.

A. Shutdown Request (Shutdown may be for User, Grid Owner or both):

Shutdown Requested by		
Date of Shutdown		
Earliest start time	Latest completion time	
Location of work		
Description of work		
Type of outage (scheduled or form)		
In-charge Supervisor	Safety Officer	
Name of the person approving the shutdown and date of approval		Signature

B. Shutdown Placement

Step	Time	Description of Operation	(Insert Username)		Grid Owner	
			Lock No.	User SO	Lock No.	ISO
Disconnection at end-1 -----------------						
1		……. Shall open Circuit Breaker				
Disconnection at end-2 ------------------ -						
2		……. Shall open Circuit Breaker				
3		…….. Shall open isolator				
Disconnection at end-1 -----------------						
4		…….. Shall open isolator				
Grounding						
5		User Shall close ground switch at end-1				
6		Grid Owner Shall close ground switch at end-2				

After step six the Implementing Safety Officer (ISO) shall inform User's Safety Officer(USO) that shutdown has been effective and he can authorize his personnel to work on the line. No personnel other than the personnel under the supervision of the supervisor in-charge are allowed to work on the line. The USO will hold the key for all isolators throughout the shutdown and is the only allowed to work on the line. The USO will hold the key for all isolators throughout the shutdown and is the only person that can release the shutdown.

C. Shutdown Release

Step	Time	Description of Operation	……………………		Grid Owner	
			Lock No.	User SO	Lock No.	ISO
1		The User SO shall remove the grounding switch at end-1 and Grid Owner personnel shall open the grounding switch at end-2.				
2		Verify CB is open at end-2				
3		ISO shall remove the lock on isolator at end-2 and Grid Owner personnel shall close isolator at end-2				
4		Verify CB is open at end-1				
5		The User SO shall remove the lock on isolator at end-1and operator shall close isolator at end-1				
6		User SO shall report the DSO that shutdown is complete, and system is ready for operation.				

System is in normal operation after completion of shut down and reconnection.

User Job Incharge

Grid Owner Job In-charge

APPENDIX D-8 A: MONTHLY AVAILABILITY DECLARATION ON WEEKLY BASIS

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: ……………. YEAR …………………… MONTH.

S. No.	Week* as per month	Residual *** Prev. Week	W1	W2	W3	W4	Partial Last week ****
Week No. as per Nepalese Calendar							
Nepali Date (From----to)							
English Date (From-to)							
1	**Power Availability**						
	Average Discharge Available in CMPS						
	Average MW Available in the Week						
	Max. MW available during Peak Hours**						
	Min. MW available during Peak Hours						
2	**Energy Availability**						
	Average MWh/day available in the week						
	Peaking MWh available/ day						
	Total declared MWh in the Week						
	Design Capacity averaged over week						

* Week means 00:00 hrs on Sunday to 24:00 hrs on Saturday

** Peak hour means the duration between 18:00 hrs to 21:00 hrs

*** If the month starts on a day other than Sunday then the days before the first Sunday of the month are termed as Residual previous week.

**** If the month ends on a day other than Saturday then the days after the last Saturday of the month are termed as partial last week

Notes if any:

Submitted by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

Notes if any:

Acknowledged by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

APPENDIX D-8 B: MONTHLY AVAILABILITY DECLARATION ON HOUR TO HOUR BASIS

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: ……………. YEAR …………………… MONTH.

Date Hour	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
	MW																															
0.00																																
1.00																																
2.00																																
3.00																																
4.00																																
5.00																																
6.00																																
7.00																																
8.00																																
9.00																																
10.00																																
11.00																																
12.00																																
13.00																																
14.00																																
15.00																																
16.00																																
17.00																																
18.00																																
19.00																																
20.00																																
21.00																																
22.00																																
23.00																																
24.00																																
Total:																																

Notes if any:

Comments if any

Submitted by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

Acknowledged by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

APPENDIX D-9: WEEKLY AVAILABILITY DECLARATION

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: ……………. YEAR …………………… MONTH ……………. WEEK.

Day	Sunday	Monday	Tuesday	Wednesday	Thursday	Friday	Saturday
Date (Nepali)							
Date (English)							
Hour	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
0.00							
1.00							
2.00							
3.00							
4.00							
5.00							
6.00							
7.00							
8.00							
9.00							
10.00							
11.00							
12.00							
13.00							
14.00							
15.00							
16.00							
17.00							
18.00							
19.00							
20.00							
21.00							
22.00							
23.00							
24.00							
Total:							

Notes if any:

Submitted by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

Comments if any

Acknowledged by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

APPENDIX D-10: DAILY AVAILABILITY DECLARATION

NAME OF GENERATING PLANT:
NAME OF THE GENERATING COMPANY:
FOR: ……… YEAR ……………. MONTH ………………. DATE (NEPALI)
……… YEAR ……………. MONTH ………………. DATE (ENGLISH)

Unit Hour	Unit 1 MW	Unit 2 MW	Unit 3 MW	Unit 4 MW	Unit 5 MW	Unit 6 MW	Total MW	Remarks for shutdown
0.00								
1.00								
2.00								
3.00								
4.00								
5.00								
6.00								
7.00								
8.00								
9.00								
10.00								
11.00								
12.00								
13.00								
14.00								
15.00								
16.00								
17.00								
17.30								
18.00								
18.30								
19.00								
19.30								
20.00								
20.30								
21.00								
22.00								
23.00								
24.00								
Total:								

Notes if any:

Comments if any

Submitted by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

Acknowledged by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

APPENDIX D-11: VERBAL DISPATCH INSTRUCTION CONFIRMATION

FROM: Designated System Operator

TO:

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

We hereby confirm our verbal dispatch instruction as per following details,

issued to you by telephone at ---------- (insert time) hrs. on ----------- (insert date).

Time (Hrs)		Verbal Instruction	Verbal Instruction given by
From	To		

……………………………

Operation Engineer

APPENDIX D-12: DAILY GENERATION REPORT FORM

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: ……… YEAR ……………. MONTH ………………. DATE

Energy Meter Reading Previous …………

Energy Meter Reading Present …………….

Multiplying Factor

Total Generation of the Day **MWh**

Cumulative Energy for the Month **MWh**

Time Hours	Unit No. 1 MW	Unit No. 2 MW	Unit No. 3 MW	Total MW	Reactive MVAR	Calculated MVA	PF	Remarks
13.00								
14.00								
15.00								
16.00								
17.00								
18.00								
19.00								
20.00								
21.00								
22.00								
23.00								
24.00								
1.00								
2.00								
3.00								
4.00								
5.00								
6.00								
7.00								
8.00								
9.00								
10.00								
11.00								
12.00								
Average								

Regards,

……………………………

Operation Engineer

APPENDIX D-13: DAILY GENERATION LOG SHEET

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: ……… YEAR…………….. MONTH ………………. DATE

Time	Freq.	UNIT # 1			UNIT # 2			UNIT # any additional No.			Total Generation		Tran-Line Voltage kV	Step-up Transformer (AMP)
		Generation (MW)	Reactive Power		Generation (MW)	Reactive Power		Generation (MW)	Reactive Power		Active (MW)	Reactive (MVAR)		
			P.F.	(MVAR)		P.F.	(MVAR)		P.F.	(MVAR)				
1.00														
2.00														
3.00														
4.00														
5.00														
6.00														
7.00														
8.00														
9.00														
10.00														
11.00														
12.00														
13.00														
14.00														
15.00														
16.00														
17.00														
18.00														
19.00														
20.00														
21.00														
22.00														
23.00														
24.00														
Total:														

Note: (a) + MVAR means export and (b) - MVAR means import

Submitted by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

APPENDIX D-14: FAULT REGISTRATION FORM

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: ……………. YEAR ………………. MONTH.

Power Plant:	Date of Fault: Nepali: ………….. English: …………….	Time:
Affected Parts of the Power Plant:		
Description of the Fault:		
Cause:		
Tripped Breaker:		
Alarms & Indications on Protection Relay:		
Outage Time:		
Loss of Generation:		

……………………………..

Operation Engineer

APPENDIX D-15: MONTHLY GENERATOR PERFORMANCE REPORT FORM

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: ……………. YEAR ………………. MONTH.

S. No.	Particulars	Unit No. 1	Unit No. 2	Unit No. 3			Transformer No. 1	Transformer No. 2		
1	Present Reading at ------------- Hrs On -----------									
2	Previous Reading at ----------- Hrs On---------------									
3	Difference									
4	Multiplying Factor									
5	Energy (MWh)									
6	Cumulative From beginning of the Year									
7	Total Energy Supplied to Interconnection Point									
8	Total Hours in Month									
9	Actual Running Hours in Month									
10	Percentage Running Hours									
11	Average Power Production (MW)									
12	Maximum Demand									
13	Plant Load Factor									
14	Number of Tripping on Plant Side									
15	Type of Tripping									
16	Number of Tripping on System or Transmission Line Side									
17	Types of Tripping on System									

Notes if any:

Submitted by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

Comments if any

Acknowledged by:
Signature:
Name:
Designation:
Seal:

APPENDIX D-16: MONTHLY GENERATION REPORT FORM

NAME OF GENERATING PLANT:
NAME OF THE GENERATING COMPANY:
FOR: ……………. YEAR ………………. MONTH.

Date	Total Generation MWh	Delivery to Interconnection Point (MWh)	Local Distribution (MWh)	Deemed Generation of Grid Owner's outages and reduced outputs (MWh)	Deemed Generation of Plant Outages and Reduced Outputs (MWh)	Remarks
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						
32						
Total						

Notes if any:
Submitted by:
Name and Signature:
Designation: Seal:

Comments if any
Acknowledged by:
Name and Signature:
Designation: Seal

APPENDIX D-17: MONTHLY OUTAGE AND REDUCED OUTPUT REPORT

NAME OF GENERATING PLANT:
NAME OF THE GENERATING COMPANY:
FOR: ……………. YEAR ………………. MONTH.

Date	Grid Owner's outages and reduced outputs						Description of event	Plant Outages and reduced Outputs		
	From Hrs	To Hrs	Prorated hours	Load before event (MW)	Load during event (MW)	Deemed gen. Loss (MWh)		Load before event (MW)	Load during event (MW)	Deemed gen. Loss (MWh)
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										
20										
21										
22										
23										
24										
25										
26										
27										
28										
29										
30										
31										
32										

Notes if any:

Comments if any

Submitted by:
Name and Signature:
Designation:

Seal:

Acknowledged by:
Name and Signature:
Designation:

Seal:

APPENDIX D-18: MAINTENANCE OUTAGE REPORT FORM

NAME OF GENERATING PLANT:

NAME OF THE GENERATING COMPANY:

FOR: ……………. YEAR ………………. MONTH ……………. DATE.

Type of outage (maintenance or forced):	
Actual start date and time of outage:	
Actual finish date and time of outage:	
Length of outage:	
MW output before outage:	
MW output during outage:	

Description of work:

Submitted by:

Signature:

Name:

Designation:

Date:

Seal:

APPENDIX D-19: LOADING STATUS AND SCHEDULED OUTAGES

NAME OF SUBSTATION:
NAME OF AREA GRID OFFICE:
FOR: ……………. YEAR ………………. MONTH.

S. No.	Substation	Voltage level and feeders name	Maximum Load								Frequency of		Duration of		Total planned outages		Remarks
			First week		Second week		Third week		Fourth week								
			Amp	Date and time	Amp	Date and time	Amp	Date and time	Amp	Date and time	Shut down (a)	Load shedding (A)	Shut down (b)	Load shedding (B)	Frequency (a+A)	Duration (b+B)	

APPENDIX D-20: FORCED OUTAGES OF TRANSMISSION LINES AND SYSTEM FAILURES

NAME OF SUBSTATION:
NAME OF AREA GRID OFFICE:
FOR: ……………. YEAR ………………. MONTH.

S. No.	Substation	Voltage level and feeders name	Tripping								Total Forced outages		System Failure		Remarks
			Terminal related				Line related				Frequency (a+b)	Time (A+B)	Frequency	Time	
			Relays Operated		Outage		Relays Operated		Outage						
			Main protection	E/F+O/C	Frequency (a)	Duration (A)	Main protection	E/F+O/C	Frequency (b)	Duration (B)					

APPENDIX D-21: METER READING FORM

NAME OF SUBSTATION:
NAME OF AREA GRID OFFICE:
FOR: ……………. YEAR ………………. MONTH.

METER READING DESCRIPTION	Feeder-1						Feeder-2						Feeder-3					
	MAIN METER		CHECK METER		% DIFFERENCE		MAIN METER		CHECK METER		% DIFFERENCE		MAIN METER		CHECK METER		% DIFFERENCE	
	Make & S. No.		Make & S. No.				Make & S. No.		Make & S. No.				Make & S. No.		Make & S. No.			
	TO GRID	FROM GRID	TO GRID	FROM GRID	TO GRID	FROM GRID	TO GRID	FROM GRID	TO GRID	FROM GRID	TO GRID	FROM GRID	TO GRID	FROM GRID	TO GRID	FROM GRID	TO GRID	FROM GRID
THIS MONTH READING																		
DIFFERENCE																		
METER MULTIPLIER																		
KILOWATT - HOURS																		

COMPANY REPRESENTATIVE:

____
Signature
Name:
Designation:
English Date:
Nepali Date:
Time:
Office Seal:

GRID OWNER'S REPRESENTATIVE:

____
Signature
Name:
Designation:
English Date:
Nepali Date:
Time:
Office Seal:

APPENDIX E

APPLICATION FORM

FOR

GRID CONNECTION

Ref. No. .... Date:.................

To,

Grid Owner

Name:……………….

Address: ……..

Through,

....

....

....

Dear Sir/Madam,

We understand that a Memorandum of Understanding/ Connection Agreement is required with the ……..(Grid Owner Name)….. in order to connect our facilities to the Grid. Please find enclosed herewith our application along with the necessary details for the proposed Connection. An attested copy of our business license is also attached.

Name of Applicant ....

Signature of Authorized Representative ....

Name of Firm ....

APPLICATION FORM FOR GRID CONNECTION

APPLICANT/GRID USER:

Name: ....

....

Address:..

....

Telephone: ....

Email: ....

Fax: ....

Contact Person:..

Type of Grid User (tick one):

Generator Distributor HV Consumer

Others Existing Grid User Yes No

GRID OWNER:

Address:..

....

Telephone: ....

Email: ....

Fax: ....

Contact Person: ....

GUIDELINES FOR APPLICATION PROCESSING

1. Definition of Terms

1.1 All terms in this application shall have the meanings given to them in the Grid Code (Section 1.4).

2. Processing of Applications

2.1 Prospective Grid Users shall submit their applications to the Grid Owner for Connections prior to signing any Power Purchase Agreement and in case of other Generators, Distributors and High Voltage Consumers such applications shall be submitted during their design phase and well ahead of the procurement of the User's facilities such that the applicant as well as the Grid Owner becomes fully aware of its responsibilities and the technical requirements regarding the Grid Connection. No connection to the Grid shall be permitted without a Memorandum of Understanding or a Connection Agreement between the two Parties in accordance with the Nepal Electricity Grid Code.

2.2 All applications, aimed at Power Purchase Agreement, shall be submitted to the Designated Power Trader/Distributor. Applications of Generators and Distributors shall be submitted directly to the Grid Owner's head office. Applications of High Voltage Consumers shall be submitted to the Grid Owner's regional office through the related local Distributor's office.

2.3 The Designated Power Trader or the Grid Owner's regional office, as the case may be, shall forward the application to the Grid Owner within seven (7) days of receipt of the application. The Grid Owner shall forward this application to the System Planning Department for necessary studies within seven (7) days of receipt of the application.

2.4 Until the Connection Agreement is signed, the Grid Owner and the applicant shall communicate with each other directly.

2.5 In the event the application is deemed incomplete or unsatisfactory by the Grid Owner, the same shall be communicated in writing to the applicant within fifteen (15) days of receipt and the applicant shall submit such information to the Grid Owner not later than thirty (30) days of such notice. The application shall be deemed null and void if complete information is not provided to the Grid Owner within this thirty (30) day period.

2.6 If Grid Impact Study is required, the System Planning Department shall complete such studies and forward the results to the Grid Owner within two (2) months of receipt of applicant's acceptable application.

2.7 If additional time is required for the Grid Impact Study because of complexity of the Connection, the System Planning Department shall prepare a preliminary report within the prescribed time with detail report to be presented within the extended time period approved by the Grid Owner. The Grid Owner shall inform the applicant of such time extension.

2.8 Based on the application and the results of the Grid Impact Study, the Grid Owner shall make an offer for Connection to the applicant within ninety (90) days of receipt of acceptable application. The Grid Owner's offer for Connection shall include proposed amendments to the application, results of the Grid Impact Study and, if the Grid Impact Study reveals that the applicant's facilities degrade the Grid, related counter measures the applicant needs to undertake to make the applicant's proposal acceptable.

2.9 The Grid Owner's offer for Connection shall also provide a preliminary schedule for undertaking necessary reinforcements in the Grid to accommodate the applicant's facilities in the Grid.

2.10 If the applicant does not reply to the offer for Connection within thirty (30) days from the date the Grid Owner makes the offer for Connection, the offer shall be deemed null and void.

2.11 If the applicant accepts the Grid Owner's offer for Connection within the prescribed time or any mutually agreed extension thereof, the Grid Owner and the applicant shall sign a Memorandum of Understanding or Connection Agreement or Amended Connection Agreement as the case may be within thirty (30) days from the date the applicant accepts the Grid Owner's offer for Connection.

2.12 If the applicant fails to sign the Memorandum of Understanding or the Connection Agreement or the Amended Connection Agreement as the case may be, within the prescribed time frame, the offer shall be deemed null and void.

3. Schedules

3.1 All applicants seeking a new Connection to the Grid or an amendment to the existing Connection Agreement shall fill in and submit the following schedules together with the application.

* Schedule 1: Description of Grid User's Facilities
* Schedule 2: Facility Location Map
* Schedule 3: Planning Data
* Schedule 4: User System Data
* Schedule 5: Detailed Planning Data
* Schedule 6: Detailed User System Data
* Schedule 7: User's Single Line Diagram
* Schedule 8: Connection Point Diagram
* Schedule 9: Equipment Specifications
* Schedule 10: Protection Scheme
* Schedule 11: SCADA and Communication Scheme
* Schedule 12: Metering Scheme
* Schedule 13: Construction Schedule

SCHEDULE 1: DESCRIPTION OF GRID USER'S FACILITIES

(The applicant shall herein briefly describe the project being undertaken, its salient features, current proposed capacity of the plant and any expansion plan, financing scheme for constructing the project, etc.)

________________________________ ________________________________

(Signature of authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative)

SCHEDULE 2: FACILITY LOCATION MAP

(The locations of the User System, the proposed Connection Point and the approximate alignment of the transmission/sub-transmission line between the User System and the Connection Point shall be shown herein on a geographical map.)

___________________________________ ______________________________

(Signature of authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative)

SCHEDULE 3: PLANNING DATA

(The applicant shall herein provide information in accordance with Section 5.4 and Appendix-A.1 of the Nepal Electricity Grid Code as applicable).

________________________________ __________________________

(Signature of authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative)

SCHEDULE 4: USER SYSTEM DATA

(The applicant shall herein provide information in accordance with Appendix A.3 of the Nepal Electricity Grid Code as applicable).

________________________________ __________________________

(Signature of authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative

SCHEDULE 5: DETAILED PLANNING DATA

(The applicant shall provide information in accordance with Appendix B.1 of the Nepal Electricity Grid Code as and when requested by the Grid Owner)

_______________________________ _______________________________

(Signature of authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative)

SCHEDULE 6: DETAILED USER SYSTEM DATA

(The applicant shall provide information in accordance with Appendix B.2 of the Nepal Electricity Grid Code as and when requested by the Grid Owner)

___________________________________ ____________________________

(Signature of Authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative)

SCHEDULE 7: USER'S SINGLE LINE DIAGRAM

(The applicant shall herein provide a single line diagram showing circuit connections of all major equipment and related devices in the User System in accordance with Article 5.9 of the Nepal Electricity Grid Code.).

________________________________ ___________________________

(Signature of Authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative)

SCHEDULE 8: CONNECTION POINT DIAGRAM

(The applicant shall herein provide a composite single line diagram for the entire Connection Point showing circuit connections of all major equipment and related devices on Grid User's side as well as the Grid Owner's side of the Connection Point in accordance with Article 5.9 of the Nepal Electricity Grid Code.)

__________________________________ ____________________________

(Signature of Authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative)

SCHEDULE 9: EQUIPMENT SPECIFICATIONS

(The applicant shall herein provide specifications of major equipment not included in Schedules 1-4 in accordance with Chapters 5 and of the Nepal Electricity Grid Code).

__________________________________ ____________________________

(Signature of Authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative)

SCHEDULE 10: PROTECTION SCHEMES

(The applicant shall herein provide details of the principal protection schemes in the User's system as well as at the Connection Point in accordance with Chapter 5 and 6 of the Nepal Electricity Grid Code).

________________________________ __________________________

(Signature of Authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative)

SCHEDULE 11: SCADA & COMMUNICATION SCHEME

(The applicant shall herein provide details of SCADA and communication arrangement in the User's system and at the Connection Point in accordance with Chapters 5 and 6 of the Nepal Electricity Grid Code).

________________________________ ________________________________

(Signature of Authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative)

SCHEDULE 12: METERING SCHEMES

(The applicant shall herein provide details of the metering arrangements in the User's system and at the Connection Point in accordance with Chapter 9 of the Nepal Electricity Grid Code).

________________________________ __________________________

(Signature of Authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative)

SCHEDULE 13: CONSTRUCTION SCHEDULE

(The applicant shall herein provide the construction schedule of the User's facilities in the User's system and at the Connection Point indicating testing, commissioning and Connection dates in accordance with Chapter 5 of the Nepal Electricity Grid Code).

________________________________ __________________________

(Signature of authorized Representative) **(Seal of Company)**

____

(Name of Authorized Representative)

अनुसूची ३.७: विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षण सम्बन्धी निर्देशिका, २०८०

विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षण सम्बन्धी निर्देशिका, २०८०

विद्युत नियमन आयोग

सानो गौचरण, काठमाडौँ

नेपाल

आषाढ, २०८० (जुलाई, २०२३)

विद्युत नियमन आयोगको मिति २०८०/०३/२९ गते बसेको
१९९औं बैठकद्वारा स्वीकृत गरी लागू गरिएको

विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षण सम्बन्धी निर्देशिका, २०८०

प्रस्तावनाः विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ तथा विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ बमोजिम विद्युत सेवाको सञ्चालन स्तर तथा विद्युत प्रणालीको गुणस्तर तथा सुरक्षास्तर कायम राख्न, विद्युत वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको दायित्व निर्धारण गरी कार्यान्वयनको अनुगमन गर्न तथा विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १४ को (क) बमोजिम उपभोक्ताको हकहित संरक्षणको लागि आवश्यक उपाय पहिचान गरी कार्यान्वयन गर्न वा गराउन एवम् विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ को नियम ७ को उपनियम (१) बमोजिम अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने कार्यसम्पादन र नियम १८ अनुसार उपभोक्ता हित संरक्षण सम्बन्धमा विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा ४३ ले दिएको अधिकार प्रयोग गरी विद्युत नियमन आयोगले यो निर्देशिका जारी गरेको छ।

परिच्छेद-१
प्रारम्भिक

१. **संक्षिप्त नाम र प्रारम्भः**

(क) यस निर्देशिकाको नाम "विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षण सम्बन्धी निर्देशिका, २०८०" रहेको छ।

(ख) यस निर्देशिकाको पालना गर्नुपर्ने जिम्मेवारी वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति तथा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको हुनेछ।

(ग) यो निर्देशिका आयोगले स्वीकृत गरेको मितिबाट लागू हुनेछ।

२. **परिभाषाः** विषय वा प्रसङ्गले अर्को अर्थ नलागेमा यस निर्देशिकामाः-

(क) "**अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति**" भन्नाले ऐनको दफा २ को खण्ड (ख) बमोजिमका व्यक्ति वा सङ्गठित संस्था सम्झनु पर्छ।

(ख) "**आयोग**" भन्नाले ऐनको दफा २ को खण्ड (ग) बमोजिमको विद्युत नियमन आयोग सम्झनु पर्छ।

(ग) "**ऐन**" भन्नाले विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ सम्झनु पर्छ।

(घ) "**नियमावली**" भन्नाले विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ सम्झनु पर्छ।

(ङ) **"आकस्मिकता"** भन्नाले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले यथाशक्य निदान गर्नुपर्ने मिटर चोरी, ट्रान्सफर्मर जलेको, फ्युज जलेको, विद्युत लाइनमा शर्ट सर्किटका कारणबाट आगलागी भएको आदि जस्ता विद्युत आपूर्तिमा अवरोध श्रृजना गर्ने जस्ता अन्य प्रकारका घटना सम्झनु पर्छ।

(च) "**आर्थिक वर्ष**" भन्नाले विक्रम संवत् अनुसार हरेक वर्षको श्रावण महिनाको पहिलो दिन देखि आगामी वर्षको आषाढ महिनाको अन्तिम दिन सम्मको समयावधि सम्झनु पर्छ।

(छ) **"उजुरी"** भन्नाले वितरकको काम कारबाही विरुद्ध उपभोक्ता मार्फत ऐनको दफा १८ को उपदफा (२) बमोजिम प्राप्त उजुरी सम्झनु पर्छ।

(ज) "**उपभोक्ता**" भन्नाले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले वितरण गरेको विद्युत सेवा उपभोग गर्ने ग्राहकको सूचीमा नाम दर्ता भएको व्यक्ति वा संस्था तथा विद्युत उपभोग गर्ने व्यक्ति वा संस्था सम्झनु पर्छ। यस निर्देशिकाको प्रयोजनको लागि सो शब्दले कुनै संस्था वा कार्यालयको हकमा सो संस्था वा कार्यालयको प्रमुख र दर्ता भएको ग्राहकको प्रचलित कानून बमोजिमको हकवाला समेत लाई जनाउँछ।

(झ) "**काबू बाहिरको परिस्थिति**" भन्नाले दैवि प्रकोप (भूकम्प, आगलागी, ज्वालामुखी विष्फोटन, पहिरो, बाढी, आँधीबेरी वा अन्य यस्तै कारणले भएको दुर्घटना), Radioactive Contamination, महामारी, लडाईं, आन्तरिक विद्रोह, वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको परिसरभन्दा बाहिरको बन्द, हड्ताल वा नाकाबन्दी वा यस्तै कारणबाट उत्पन्न विध्वंसनात्मक कार्यका कारण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको श्रमिक, मालसामान वा सेवा उपलब्ध हुन नसकी कार्यसम्पादन वा उपभोक्ता सेवामा गम्भीर अवरोध श्रृजना भई निजले आफ्नो जिम्मेवारी पूर्ति गर्न सम्भव नभएको वस्तुनिष्ठ रूपमा प्रमाणित हुने परिस्थिति सम्झनु पर्छ।

(ञ) "**के.भी.**" भन्नाले विद्युतीय भोल्टेजको मापन गर्ने इकाई किलोभोल्ट (Kilovolt) सम्झनु पर्छ।

(ट) "**गुनासो**" भन्नाले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको कार्य सम्पादनबाट प्रभावित भई उपभोक्ता मार्फत निजको कार्यालयमा पेस गरिने गुनासो/निवेदन/उजुरी सम्झनु पर्छ।

(ठ) "**निवेदक**" भन्नाले अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको कार्य सम्पादन वा सेवासँग सम्बन्धित विषयमा कारबाहीको माग गर्दै अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति समक्ष निवेदन पेस गर्ने व्यक्ति वा संस्था सम्झनु पर्छ।

(ड) "**नियोजित अवरोध**" भन्नाले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले आफ्नो वितरण प्रणालीको पूर्वनिर्धारित मर्मत सम्भारको लागि योजनाबद्ध रूपमा निश्चित वितरण क्षेत्रमा विद्युतको आपूर्तिमा अवरोध (Scheduled Outage) गर्ने कार्य सम्झनु पर्छ।

(ढ) "**परिसर**" भन्नाले एउटा मिटरको प्रयोग गर्ने गरी कुनै प्रकारको आवासीय वा गैरआवासीय भवन, टहरा, कारखाना, संस्था, कार्यालय, पसल वा कुनै अन्य प्रकारको संरचना वा त्यसको कुनै हिस्सा र घर कम्पाउण्डको पर्खाल तथा जमिन माथि वा जमिन मुनीको भाग सम्झनु पर्छ।

(ण) "**फ्रिक्वेन्सी**" भन्नाले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले आपूर्ति गर्ने अल्टरनेटिङ्ग करेण्ट (Alternating Current) ले एक सेकेण्डमा पूरा गर्ने चक्र (Cycle) को सङ्ख्यालाई फ्रिक्वेन्सी (Frequency) सम्झनु पर्छ।

(त) "**महशुल**" भन्नाले विद्युत सेवा उपभोग गरेबापत उपभोक्ताले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिलाई बुझाउनु पर्ने विद्युतको मूल्य, महशुल, शुल्क तथा अन्य दस्तुर सम्झनु पर्छ।

(थ) "**मिटर**" भन्नाले उपभोक्ताको विद्युत माग तथा खपत मापन गर्न जडित उपकरण सम्झनु पर्छ।

(द) "**वितरक**" भन्नाले प्रचलित कानून बमोजिमको वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा सो वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिबाट विद्युत खरिद गरी निश्चित क्षेत्रमा विद्युत बिक्री वितरण गर्ने संस्था सम्झनु पर्छ।

(ध) "**वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति**" भन्नाले नेपालको प्रचलित कानून बमोजिम विद्युत वितरण गर्न अनुमति प्राप्त संस्था सम्झनु पर्छ।

(न) "**वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालय**" भन्नाले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिद्वारा कुनै निश्चित क्षेत्रमा विद्युत वितरण गर्ने, वितरण लाइनको सञ्जाल विस्तार गर्ने, वितरण प्रणालीको मर्मत सम्भार गर्ने, महशुल उठाउने वा उपभोक्ता सेवा उपलब्ध गराउने आदि मध्ये सबै वा केही कार्यको लागि केन्द्रको रूपमा स्थापित कार्यालय सम्झनु पर्छ।

(प) "**वितरण प्रणाली**" भन्नाले अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले उपभोक्तालाई विद्युत आपूर्ति गर्न तयार गरेको सबस्टेसन, ट्रान्सफर्मर, सुरक्षा संयन्त्र तथा विभिन्न भोल्टेज स्तरका वितरण लाइन सहितको सञ्जाल (Distribution System) सम्झनु पर्छ।

(फ) **"अनलाइन महशुल भुक्तानी प्रणाली"** भन्नाले नेपालको प्रचलित कानून बमोजिम स्वीकृति प्रदान गरिएको इन्टरनेटमा आधारित प्रविधि वा माध्यमबाट वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको तोकिएको खातामा महशुल बापतको रकम भुक्तानी गर्न सकिने प्रणाली सम्झनु पर्छ।

(ब) "**स्वीकृत भार**" भन्नाले उपभोक्ताले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति समक्ष निवेदन पेस गरेपश्चात् वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको स्वीकृति अनुसार सो उपभोक्ताले उपभोग गर्न पाउने अधिकतम भार (Approved Load) सम्झनु पर्छ।

(भ) "**विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्था**" भन्नाले निश्चित क्षेत्रमा सामुदायिक रूपमा विद्युत वितरण सेवा प्रदान गर्ने उद्देश्यले प्रचलित कानून बमोजिम दर्ता भई वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको वितरण प्रणालीको एक बिन्दुमा मिटर जडान गरी सो क्षेत्रका उपभोक्तालाई विद्युत वितरण गर्न वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिसँग सम्झौता गरेका विद्युत वितरक संस्था सम्झनु पर्छ।

(म) "**सेवाग्राही**" भन्नाले अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाद्वारा प्रदान गरिने निश्चित सेवा वा विद्युत सम्बन्धी कार्य सम्पादनको सम्बन्धमा सोधपुछको लागि वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालय वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको कार्यालयमा उपस्थित हुने वा अन्य कुनै माध्यमबाट सम्पर्क गर्ने व्यक्ति वा संस्था सम्झनु पर्छ।

परिच्छेद-२
विद्युत आपूर्तिको गुणस्तर र विश्वसनीयता

३. विद्युत आपूर्तिको गुणस्तर (Quality) सुनिश्चितता तथा सुधारः

(१) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले सबै उपभोक्तालाई उपलब्ध गराउने विद्युतको हकमा अनुसूची-१ बमोजिमको विद्युत आपूर्तिको गुणस्तर सम्बन्धी मापदण्ड (Standard for Quality of Supply of Electricity) पालना गर्नु पर्नेछ।

(२) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले विद्युत आपूर्तिको गुणस्तर सम्बन्धमा आयोगले समय समयमा तोकेको लक्ष्य प्राप्त गर्नु पर्नेछ।

(३) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपदफा (१) बमोजिम अनुसूची-१ अनुसारको मापदण्ड पूरा नगरेमा वितरक संस्थाले विद्युत नियमन आयोगसमक्ष यथाशीघ्र त्यसको विवरण पेश गर्नु पर्नेछ।

(४) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले अनुसूची-१ बमोजिमको मापदण्ड पालना नगरेको महसुस गरी उपभोक्ताले सम्बन्धित भोल्टेज वा फ्रिक्वेन्सीको मापनको लागि वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति समक्ष अनुरोध गर्न सक्नेछ।

(५) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपदफा (४) बमोजिमको अनुरोध प्राप्त गरेमा महा/उप/नगरपालिकाको हकमा अनुरोध प्राप्त भएको सात (७) दिनभित्र र गाउँपालिकाको हकमा दश (१०) दिनभित्र सो उपभोक्ताको परिसर भित्र दुई आर्थिक वर्षमा पहिलो अनुरोध अनुसार फ्रिक्वेन्सी तथा भोल्टेजको निःशुल्क मापन गरिदिनुपर्ने छ र दुई आर्थिक वर्षमा एक पटक भन्दा बढी अनुरोध प्राप्त भएको अवस्थामा दफा ९ को खण्ड (क) बमोजिम स्वीकृत सेवा शुल्क लिई मापन गरि दिनु पर्नेछ।

(६) आयोगले उपदफा (२) बमोजिमको लक्ष्यको निर्धारण देहाय बमोजिमका मानकका आधारमा गर्नेछः

(क) वितरण प्रणालीमा हुने प्राविधिक क्षति (Technical Loss) को प्रतिशत,

(ख) वितरण प्रणालीमा हुने अप्राविधिक क्षति (Pilferage Loss) को प्रतिशत

(७) उपदफा (६) बमोजिम तोकिएका मानकको सुधारको लक्ष्य तय गरी आयोगले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थालाई सो लक्ष्य प्राप्ति गर्न निर्देशन दिन सक्नेछ।

(८) आयोगले आवश्यक ठानेको खण्डमा निश्चित वितरण क्षेत्रको हकमा अनुसूची – १ मा उल्लेखित विद्युत आपूर्तिको गुणस्तर सम्बन्धी मापदण्ड भन्दा माथि रहने गरी भोल्टेज वा फ्रिक्वेन्सी सुधार सम्बन्धी लक्ष्य निर्धारण गरी सो लक्ष्य प्राप्त गर्न वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थालाई निर्देशन दिन सक्नेछ।

४. विद्युत आपूर्तिको विश्वसनीयता (Reliability) सुनिश्चित तथा सुधार गर्नुपर्नेः

(१) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपभोक्तालाई उपलब्ध गराउने विद्युतको हकमा अनुसूची-२ बमोजिमको विद्युत आपूर्तिको विश्वसनीयता सम्बन्धी मापदण्ड (Standard for Reliability of Supply of Electricity) पालना गर्नु पर्नेछ।

(२) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले विद्युत आपूर्तिको विश्वसनीयता सम्बन्धी आयोगले समय समयमा तोकेको लक्ष्य प्राप्त गर्नु पर्नेछ।

(३) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपदफा (१) बमोजिमको मापदण्ड पालना नगरेमा वितरण संस्थाले विद्युत नियमन आयोगलाई यथाशीघ्र त्यसको विवरण (Reporting) पेश गर्नु पर्नेछ।

(४) आयोगले उपदफा (२) बमोजिमको लक्ष्यको निर्धारण देहाय बमोजिमका सूचकाङ्कका आधारमा गर्ने छः

(क) वितरण प्रणालीको औसत अवरोध अवधि सूचकाङ्क [System Average Interruption Duration Index (SAIDI)]

(ख) वितरण प्रणालीको औसत अवरोध आवृत्ति सूचकाङ्क [System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)]

(ग) उपभोक्ता औसत अवरोध अवधि सूचकाङ्क [Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)]

(५) उपदफा (४) बमोजिमका सुचकाङ्कको गणना अनुसूची-७ मा निर्दिष्ट गरिएको विधि बमोजिम गरिनेछ।

(६) उपदफा (४) बमोजिमका सूचकाङ्क ३३/११ के.भी. फिडर लेभलमा मापन गरिनेछ र उल्लेखित सूचकाङ्क गणना गर्ने क्रममा निम्न प्रकारका अवरोधलाई समावेश गर्नुपर्ने छैनः

(क) आपूर्तिमा नियोजित अवरोध

(ख) आपूर्तिमा पाँच मिनेटभन्दा कम अवधिका अवरोध

(ग) प्रसारण लाइनमा व्यवधानका कारण हुने आपूर्तिमा अवरोध

(घ) काबू बाहिरका परिस्थितिका कारण हुने आपूर्तिमा अवरोध

(७) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपदफा (४) बमोजिमका सूचकाङ्क प्रत्येक वितरण तथा उपभोक्ता सेवा कार्यालय, प्रादेशिक र समग्र

नेपालको लागि मासिक तथा वार्षिक गणना गरी दफा ६ बमोजिमको प्रतिवेदनसँग संलग्न गरी आयोग समक्ष पेस गर्नु पर्नेछ।

(८) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपदफा (७) बमोजिमको प्रतिवेदनमा उपदफा (४) बमोजिमका प्रत्येक सूचकाङ्कको हकमा सो सूचकाङ्क सुधार गर्न आफूले तय गरेको लक्ष्य समेत उल्लेख गर्नु पर्नेछ।

(९) उपदफा (८) मा तोकिए बमोजिम वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले पेस गरेको लक्ष्यको आधारमा आयोगले उपदफा (४) बमोजिम तोकिएका सूचकाङ्कको सुधारका लागि लक्ष्य तय गरी वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थालाई निर्देशन दिन सक्नेछ।

(१०) आयोगले आवश्यक ठानेको खण्डमा निश्चित वितरण क्षेत्रको हकमा अनुसूची-२ बमोजिमको विद्युत आपूर्तिको विश्वसनीयता सम्बन्धी मापदण्ड भन्दा माथि रहने गरी सुधार सम्बन्धी लक्ष्य निर्धारण गरी सो लक्ष्य प्राप्ति गर्न वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थालाई निर्देशन दिन सक्नेछ।

५. उपभोक्ता वा सेवाग्राहीले सेवा प्राप्त गर्न लाग्ने अधिकतम अवधि निर्धारित गरी सेवा सुधार गर्नुपर्नेः

(१) उपभोक्ता वा सेवाग्राहीले वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालय वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्था समक्ष अनुसूची-३ बमोजिमका सेवाको लागि निवेदन दिए पश्चात् वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले यी सेवाहरू उपभोक्ता वा सेवाग्राहीलाई अनुसूची-३ बमोजिमको समयावधि भित्र उपलब्ध गराउनु पर्नेछ।

(२) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपदफा (१) बमोजिमको सेवा निर्धारित समयावधि भित्र प्रदान नगरेमा वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले त्यसको विवरण (Reporting) यथाशीघ्र आयोग समक्ष पेश गर्नु पर्नेछ।

(३) आयोगले अनुसूची-३ बमोजिमको समयावधिको सम्बन्धमा क्रमिक सुधारको लागि वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थालाई निर्देशन दिन सक्नेछ।

(४) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले स्रोत साधनको अभाव, काबू बाहिरको परिस्थितिले अनुसूची-३ बमोजिमको समयावधि भित्र कार्य सम्पादन गर्न नसक्ने देखिएको खण्डमा वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने

सामुदायिक संस्थाले आयोग समक्ष समय सीमा परिमार्जनका लागि निवेदन पेस गर्न सक्ने छ र आयोगले सो निवेदनउपर अध्ययन गरी उपयुक्त ठानेमा तोकिएको समय सीमा परिवर्तन गर्न सक्नेछ।

६. अभिलेख तथा प्रतिवेदनः

(१) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले अनुसूची-४ बमोजिम दर्ता तथा अनुसूची-५ बमोजिम मासिक तथा वार्षिक अभिलेख अद्यावधिक गरी कायम राख्नुपर्ने छ। यसरी कायम गरिएको अभिलेख प्रत्येक वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालयले कम्तीमा ५ वर्षको लागि राख्नु पर्नेछ।

(२) आयोगले आवश्यकता अनुसार उपदफा (१) बमोजिमको जानकारी माग गर्न सक्नेछ।

(३) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले प्रत्येक आर्थिक वर्ष समाप्त भएको मितिले तीन महिना भित्र अनुसूची-६ को ढाँचामा पछिल्लो आर्थिक वर्षको प्रत्येक महिनाको छुट्टाछुट्टै तथा समग्र वार्षिक प्रतिवेदन तयार गरी आयोग समक्ष एकैसाथ पेस गर्नु पर्नेछ।

(४) दफा ३ बमोजिमको विद्युत आपूर्तिको गुणस्तर वा दफा ४ बमोजिमको विश्वसनीयताको स्तर वा दफा ५ बमोजिमको समयावधि पालना नभएमा सोको कारण सहितको स्पष्टीकरण तथा सोको सुधारका लागि भावी योजना समेत यस दफा बमोजिमको प्रतिवेदनमा समावेश गर्नु पर्नेछ।

परिच्छेद-३

उपभोक्ता सेवा तथा सञ्चार सम्बन्धी रणनीति

७. उपभोक्ता सेवा सम्बन्धी आधारभूत पूर्वाधारको स्थापनाः

(१) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपभोक्ता सेवा सम्बन्धी जानकारी दिन तथा नियोजित अवरोध लगायतका अन्य महत्वपूर्ण सन्देश प्रवाह गर्न र उपभोक्ता वा सेवाग्राहीबाट प्राप्त हुने आकस्मिकता सम्बन्धी जानकारी दर्ता गर्न मिल्ने गरी सुविधा तथा सञ्चार माध्यम सहितको आधारभूत पूर्वाधारको स्थापना गर्नु पर्नेछ।

(२) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले नियोजित अवरोध बारे उपभोक्तालाई वेबसाइट, सामाजिक सञ्जाल वा एस.एम.एस. वा एफ.एम. रेडियो

मार्फत कम्तीमा चौबिस (२४) घण्टा अगावै जानकारी दिनु पर्नेछ। सो नियोजित अवरोध बारे उपभोक्ताले थप जानकारी लिन चाहेमा वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले फोन सम्पर्कको सुविधा कम्तीमा दैनिक बाह्र (१२) घण्टा सुचारु राख्नु पर्नेछ।

(३) वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालयमा विद्युत सेवाको आकस्मिकता सम्बन्धी उपभोक्ताले जानकारी प्रदान गर्न सक्ने गरी चौबिस (२४) घण्टा सुचारु रहने छुट्टै टेलिफोन लाइनको व्यवस्था गर्नुपर्ने छ। यस टेलिफोन लाइनमा देहाय बमोजिमको व्यवस्था हुनु पर्नेछः

(क) बिहान ६ बजेदेखि बेलुका ९ बजेसम्म फोन अपरेटरले उठाउनु पर्ने छ भने बाँकी अवधिका लागि फोन कल रेकर्डको व्यवस्था गर्नु पर्नेछ।

(ख) उक्त नम्बर व्यस्त भएको अवस्थामा समेत उपभोक्ताले सूचना प्रदान गर्न सक्ने गरी सो टेलिफोन-कल रेकर्डिङ्ग गर्ने व्यवस्था गर्नु पर्नेछ।

(ग) टेलिफोनबाट सूचना स्वीकार नगरिएको वा जानकारीको अनुसूची-४ बमोजिम अभिलेख नराखिएको पाईएमा आयोगले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिलाई न्यायोचित कारवाही गर्न सक्नेछ।

(घ) यस फोन नम्बर चालु अवस्थामा रहेको वा नरहेको सम्बन्धमा आयोगले उपभोक्ताबाट प्राप्त सूचनाको आधारमा जाँच गरी कारबाही अगाडि बढाउन सक्नेछ।

(४) वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालयको हाताभित्र टोकनमा आधारित प्रणाली स्थापना गर्नुका साथै उपभोक्ताको लागि सफा खानेपानी, शौचालय (महिला तथा पुरुषका लागी अलग अलग), पङ्खासहितको प्रतिक्षालय तथा अपाङ्गता भएका व्यक्ति एवम् वृद्धमैत्री सुविधा समेत हुनु पर्नेछ।

(५) उपभोक्ता मार्फत सुझाव प्राप्त गर्न वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालयको हाता भित्र सहजै भेटिने स्थानमा सुझाव पेटिका राख्नु पर्नेछ र वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले वेबसाईट वा मोबाइल फोन मार्फत समेत सुझाव लिने व्यवस्था गर्नु पर्नेछ।

(६) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले अनलाइन महशुल भुक्तानी प्रणाली लागू गरी सूचना प्रविधिको प्रयोग विस्तार गर्नु पर्नेछ।

(७) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपभोक्ता सेवा तथा सञ्चारका लागि खटिने जनशक्तिको लागि सम्बन्धित विषयमा प्रत्येक वर्षमा कम्तीमा

१ दिनको अभिमूखीकरण तालिमको व्यवस्था गर्नुपर्ने छ र सोको जानकारी आयोगलाई दिनु पर्नेछ।

८. **उपभोक्तासँग सञ्चारको व्यवस्थाः** (१) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले आफ्ना गतिविधि, अधिकार, कामकारबाही तथा आन्तरिक प्रक्रियाका बारेमा जानकारी दिन निम्न दस्तावेज तयार गरी प्रकाशित गर्नु पर्नेछः

(क) उपभोक्तासँग सरोकार राख्ने विनियमावली, निर्देशिका, सूचना, परिपत्र, जस्ता उपकरण;

(ख) उपभोक्ताले स्वयम् आफ्नो उपभोक्ता महशुल सहज रूपमा गणना गर्न मद्दत पुर्याउने महशुल गणना सम्बन्धी प्रक्रिया;

(ग) उपभोक्ता सेवामा उत्पन्न समस्या समाधान र क्षतिपूर्ति सम्बन्धी प्रक्रिया;

(घ) हरेक वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालयको टेलिफोन नम्बर तथा इमेल ठेगाना;

(ङ) उपभोक्ता सेवा सम्बन्धी बडापत्र।

(२) उपदफा (१) बमोजिमका दस्तावेजको पछिल्लो संशोधन सहितको मूलप्रति वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले आफ्नो वेबसाईटमा सहजै भेटिने स्थानमा राख्नु पर्नेछ। साथै, सबै वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालयमा सेवाग्राही वा उपभोक्ताले माग गरेमा सहजै प्राप्त गर्न सक्ने गरी सो दस्तावेजको भौतिक प्रति समेत राख्नु पर्नेछ।

(३) उपभोक्ताको परिसरमा बहालमा बसी सो उपभोक्ताको मिटर वा सब-मिटरबाट विद्युत खपत गर्ने व्यक्ति वा संस्थाको हकमा सो उपभोक्ताले सम्बन्धित महिनामा वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिलाई तिरेको विद्युतको वास्तविक महशुल दर (Effective Tariff) भन्दा बढी तिर्नुपर्ने अवस्था श्रृजना हुन नदिन वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले आवश्यक कामकारबाही गर्नु पर्नेछ।

परिच्छेद-४

निर्देशिकाको परिपालना एवं गुनासो

९. **आयोगको पूर्वस्वीकृतिः** वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले देहाय बमोजिमका विषय उपर आयोगको पूर्वस्वीकृति लिनु पर्नेछः

(क) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपभोक्ता वा सेवाग्राहीलाई उपलब्ध गराउने विद्युत सम्बन्धी पार्टपुर्जा, सेवा आदिको शुल्क;

(ख) उपभोक्ताले तिर्ने मासिक महशुल बाहेक उपभोक्तासँग अन्य आर्थिक लेनदेनलाई व्यवस्थापन गर्ने प्रक्रिया सम्बन्धी कार्यविधि;

(ग) उपभोक्ताले महशुल तिर्न ढिलाई गरेको, स्वीकृत भारभन्दा अधिक खपत गरेको अवस्था आदिमा उपभोक्ताले तिर्नुपर्ने अतिरिक्त महशुल (सरचार्ज), छुट र सोको गणना विधि;

(घ) मासिक रूपमा गरिने मिटर रिडिङ्ग गर्न सम्भव नभएको अवस्थामा सो उपभोक्ताले विगतमा गरेको विद्युत खपतको आधारमा अनुमानित विद्युत खपत निर्धारण गरी निश्चित महिनाको महशुल निर्धारण गर्न वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले प्रयोग गर्ने आधार तथा विधि।

१०. निर्देशिकाका प्रावधान बाध्यकारी रहनेः

(१) यस निर्देशिकामा उल्लेखित सबै प्रावधान वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको हकमा बाध्यकारी रहनेछ।

११. जरिवाना सम्बन्धी व्यवस्थाः आयोगले देहाय बमोजिमको अवस्थामा वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थालाई आयोगले निर्धारण गरे बमोजिम जरिवाना लगाउन सक्नेछः

(क) यस निर्देशिकाले तोकेका उपभोक्ता सेवा सम्बन्धी लक्ष्यको पूर्ति गर्न वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्ति असफल भएमा,

(ख) यस निर्देशिकाले तोके बमोजिम बुझाउनु पर्ने प्रतिवेदन आयोग समक्ष पेस नगरेमा,

(ग) यस निर्देशिका अन्तर्गत रही आयोगले दफा २० बमोजिम तोकेका आदेश तथा निर्देशनको पालना नगरेमा, वा

(घ) यस निर्देशिकाको दफा विशेषमा जरिवाना सम्बन्धी प्रावधान भएमा।

१२. क्षतिपूर्ति सम्बन्धी व्यवस्थाः

(१) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले यस निर्देशिका बमोजिमको व्यवस्था पालना नगरेको अवस्थामा प्रभावित उपभोक्ता वा सेवाग्राहिलाई क्षतिपूर्ति प्रदान गर्नुपर्ने भएमा सो क्षतिपूर्ति दाबी प्रक्रियाको सम्बन्धमा सूचना प्रसार गर्नु पर्नेछ।

१३. गुनासो समाधानको प्रक्रियाः

(१) उपभोक्ता वा सेवाग्राहीले यस निर्देशिका बमोजिम वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको कामकारबाही सँग सम्बन्धित विषयमा सूचना वा निवेदन सो वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थालाई प्रदान गरेपश्चात् त्यसको सन्तोषजनक कारबाही नभएमा वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालय समक्ष लिखित रूपमा वा विद्युतीय प्रविधिको माध्यमबाट गुनासो पेस गर्न सक्नेछ।

(२) उपदफा (१) बमोजिम प्राप्त भएको गुनासोलाई वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले दर्ता गरी दर्ता नम्बर प्रदान गर्नु पर्नेछ।

(३) यस दफा बमोजिम उपभोक्ताको गुनासो समाधान गर्ने प्रयोजनको लागि वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले प्रत्येक वितरण केन्द्रमा एक कर्मचारीलाई उपभोक्ता गुनासो समाधान सम्बन्धी जिम्मेवारी प्रदान गर्नु पर्नेछ।

(४) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपदफा (१) बमोजिमको गुनासो प्राप्त गरे पश्चात यथाशीघ्र कारबाही प्रक्रिया सुरु गर्नुपर्ने छ र सोहि अनुरुप गुनासोको निरूपण गर्नु पर्नेछ।

(५) यस दफा बमोजिमको गुनासो समाधान सम्बन्धी कारबाही पश्चात् वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले सोको निर्णय सात (७) दिन भित्र सम्बन्धित उपभोक्ता वा सेवाग्राहीलाई लिखित रूपमा पत्राचार गर्नु पर्नेछ।

(६) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपदफा (१) बमोजिमको लिखित गुनासो उपर न्यायोचित कारबाही नगरेमा उपभोक्ता वा सेवाग्राहीले उपदफा (१) बमोजिम गुनासो पेस गरेको तीस (३०) दिनपश्चात् वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको गुनासो एक तह माथिको निकाय वा प्रदेशस्तरीय कार्यालय समक्ष पेस गर्न सक्नेछ।

(७) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको गुनासो उपर एक तह माथिको निकाय वा प्रदेशस्तरीय कार्यालयले न्यायोचित कारवाही गर्न नसकेमा त्यस्तो प्रभावित उपभोक्ताले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको केन्द्रीय कार्यालय समक्ष उजुरी दिन सक्नेछ।

(८) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपभोक्ता वा सेवाग्राहीले पेस गरेको गुनासो माथि न्यायोचित कारवाही नगरेमा वा वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्था र उपभोक्ता वा सेवाग्राही बिच कुनै विषयमा विवाद उत्पन्न भएमा सो उपभोक्ता वा सेवाग्राहीले आयोग समक्ष उजुरी पेश गर्न सक्नेछ।

(९) उपदफा (८) बमोजिम प्राप्त भएको उजुरी उपर आयोगले निर्णय गर्नेछ।

(१०) उपदफा (१) बमोजिम गुनासो समाधान सम्पन्न हुनुभन्दा अघि वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले सम्बन्धित उपभोक्ताको विद्युत आपूर्ति विच्छेद गर्न पाउने छैन।

परिच्छेद-५

उपभोक्ता सेवा बडापत्र सम्बन्धी व्यवस्था

१४. उपभोक्ता सेवा बडापत्र निर्माण गर्नुपर्नेः (१) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले आफ्ना सेवाका विभिन्न पक्षलाई समेटी सबैले बुझ्ने र सरल नेपाली भाषामा उपभोक्ता सेवा बडापत्र तयार गरी आफ्नो कार्यालय प्रवेश गर्ने बित्तिकै स्पष्टसँग देखिने स्थानमा राख्नु पर्नेछ।

(२)उपदफा (१) बमोजिमको बडापत्रमा वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले आफ्नो दायित्व निर्वाह नगरेको खण्डमा उपभोक्ताले क्रमशः सम्बन्धित वितरण केन्द्र, प्रादेशिक कार्यालय तथा केन्द्रीय कार्यालयमा सम्पर्क गर्न सक्नेछ। उक्त निकायहरुबाट पनि न्यायोचित निकाश नभएको अवस्थामा प्रभावित उपभोक्ताले आयोगमा सम्पर्क गर्न सक्नेछ। आयोग लगायतका सम्पूर्ण निकायहरुको सम्पर्क ठेगाना समेत स्पष्ट खुलाइएको हुनु पर्नेछ।

(३)उपदफा (१) बमोजिमको उपभोक्ता सेवा बडापत्रमा निम्नलिखित विषय समावेश हुनुपर्ने छः

(क) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको संक्षिप्त परिचय

(ख) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको उक्त कार्यालयबाट प्राप्त गर्न सकिने सेवा तथा सो बापतको शुल्कको विवरण

(ग) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको दायित्व तथा उपभोक्ताका अधिकार (उदाहरणका लागिः सेवाग्राही योग्य निवेदक भएमा सेवा प्रदायकबाट सेवा प्राप्त गर्ने अधिकार, सेवा प्राप्त गर्न अनुचित रूपमा उच्च भुक्तानी गर्नु नपर्ने अधिकार, गुनासोको छिटो छरितो निदान पाउने उपभोक्ताको अधिकार, सुनुवाइको बखत विवादित शुल्क नतिर्नाले उपभोक्ता सेवाबाट बञ्चित हुनु नपर्ने अधिकार, कुनै कारणले सेवा समाप्त गरिएको भए सो सम्बन्धमा लिखित सूचना प्राप्त गर्ने अधिकार आदि)

(घ) उक्त कार्यालयमा उपभोक्ताको गुनासो तथा आकस्मिकताको जानकारी प्राप्त गर्नको निम्ति छुट्याईएको सम्पर्क नम्बर

(ङ) उपभोक्ता सेवा बडापत्र अन्तिममा आयोगको संक्षिप्त परिचय, ठेगाना र आयोगको गुनासो सुन्नको निम्ति राखिएको सम्पर्क नम्बर

(च) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपयुक्त ठाने बमोजिमको अन्य विवरण।

१५. उपभोक्ता सेवा बडापत्र सम्बन्धी अन्य आवश्यकताः

(१) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले उपभोक्ता सेवा बडापत्रको अक्षर नबुझिने, टुटफुट हुने वा च्यातिने तथा रङ्ग खुइलिने जस्तो स्थिति आउनु अगावै त्यसको मर्मत वा प्रतिस्थापन गर्नु पर्नेछ।

(२) बडापत्रमा लिखित कुनैपनि प्रावधानको सम्बन्धमा उपभोक्ता वा सेवाग्राहीले कुनैपनि प्रश्न गरेमा वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालयका सम्बन्धित कर्मचारीले सो सम्बन्धी जानकारी प्रष्ट पारिदिनु पर्नेछ।

परिच्छेद-६
विविध

१६. विद्युतको प्राविधिक तथा अप्राविधिक क्षति (विद्युत चोरी तथा अनधिकृत प्रयोग)ः (१) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले वितरणतर्फ हुने विद्युतको

प्राविधिक तथा अप्राविधिक क्षति (विद्युत चोरी तथा अनधिकृत प्रयोग) सम्बन्धी तथ्यांक अद्यावधिक गरी सूचना सार्वजनिक गर्नुपर्ने छ।

(२) वितरण अनुमतिप्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले आयोग समक्ष उपभोक्ता महशुल निर्धारण सम्बन्धी प्रस्ताव पेस गर्दा उपदफा (१) बमोजिमको तथ्याङ्क समावेस गर्नु पर्नेछ।

१७. आवश्यक उपकरणको निर्माण तथा संशोधनः यस निर्देशिकाले निर्धारण गरेका व्यवस्थाहरूको कार्यान्वयन सुनिश्चित गर्न वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले आफ्ना आन्तरिक कानूनी तथा नियमाकीय उपकरणहरू आवश्यकता अनुसार निर्माण वा संशोधन गर्नु पर्नेछ।

१८. उपभोक्ता तथा सेवाग्राहीको जिम्मेवारीः उपभोक्ता तथा सेवाग्राहीले निम्नलिखित विषयको पालना गर्नु पर्नेछः

(क) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको वितरण लाइन, ट्रान्सफर्मर, सबस्टेसन, अन्य सम्पत्तिको तोडफोड एवम् क्षति तथा विद्युतको अनधिकृत प्रयोगको सम्बन्धमा वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थालाई जानकारी दिने,

(ख) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति, विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्था तथा आयोगलाई प्रेषण गरेका पत्रहरूमा सही ठेगाना राख्ने, उचित तरिकाले सम्बोधन गर्ने तथा वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति, विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्था तथा आयोगले कारबाही अघि बढाउन आवश्यक सम्पूर्ण जानकारी उल्लेख गर्ने,

(ग) उपभोक्ता वा सेवाग्राहीद्वारा प्राप्त गर्न खोजिएको सेवा तथा महशुल भुक्तानीको लागि आवश्यक सम्पूर्ण कानूनी तथा अन्य दायित्व पूरा गर्ने।

१९. आदेश तथा निर्देशन दिन सक्नेः यस निर्देशिकाले निर्दिष्ट गरेको उद्देश्यको परिपूर्ति गर्न ऐन तथा नियमावलीको अधीनमा रही आयोगले यस निर्देशिकाको विषयमा आवश्यकता अनुसार आदेश वा निर्देशन दिन सक्नेछ।

२०. **छुट दिन सक्नेः** (१) वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले काबू बाहिरको परिस्थितिका कारण यस निर्देशिकाले निर्दिष्ट गरेको दायित्वको पालना गर्न नसकेमा आयोग समक्ष सो दायित्वको छुटको लागि निवेदन पेस गर्न सक्नेछ।

(२) आयोगले उपदफा (१) बमोजिमको निवेदन उपर अध्ययन गरी उपभोक्ताको हितलाई सर्वोपरि राख्दै उचित ठानेमा सम्बन्धित दायित्व सम्बन्धी छुट दिन सक्नेछ।

२१. **बाधा अड्काउ फुकाउने अधिकारः** यस निर्देशिका बमोजिम कार्य सम्पादन गर्दा कुनै किसिमको बाधा अड्काउ परेको अवस्थामा आयोगले ऐन तथा नियमावलीका प्रावधानहरूसँग नबाझिने गरी सो बाधा अड्काउ फुकाउन सक्नेछ।

२२. **संशोधनको अधिकारः** आयोगले आवश्यकता अनुसार यस निर्देशिका अन्तर्गतका प्रावधान संशोधन गर्न सक्नेछ।

२३. **व्याख्याको अधिकारः** यस निर्देशिकामा उल्लेखित कुनै पनि प्रावधानको सम्बन्धमा अस्पष्टता एवम् विवाद उत्पन्न भएको खण्डमा यसको व्याख्या गर्ने अधिकार आयोगमा निहित रहनेछ।

अनुसूची-१

(दफा ३ सँग सम्बन्धित)

विद्युत आपूर्तिको गुणस्तर सम्बन्धी मापदण्ड

क्र. सं.	सेवाको विषय	मापदण्ड/सीमा (न्यूनतम आवश्यकता)
१	तल्लो भोल्टेज	+५% देखि -५% सम्म
२	मझ्यौला भोल्टेज	+५% देखि -५% सम्म
३	उच्च भोल्टेज	+१०% देखि -१०% सम्म
४	फ्रिक्वेन्सी	४८.७५ हर्जदेखि ५१.२५ हर्जसम्म

अनुसूची-२
(दफा ४ सँग सम्बन्धित)

विद्युत आपूर्तिको विश्वसनीयता सम्बन्धी मापदण्ड

क्र. सं.	सेवाको विषय	मापदण्ड/सीमा (न्यूनतम आवश्यकता)	
		महानगरपालिका, उपमहानगरपालिका तथा नगरपालिका	गाउँपालिका
१	फ्युज/एम.सि.बि. जलेको वा एक उपभोक्ताको मात्र आपूर्ति अवरुद्ध भएको सूचना आएपश्चात् सेवा सुचारु गर्न लाग्ने समय।	एक उपभोक्ताको मात्र आपूर्ति अवरुद्ध भएकोबारे फोन सम्पर्क वा प्रत्यक्ष उपस्थित भई सूचित गरेको ८ घण्टाभित्र सेवा सुचारु गराई सक्नुपर्ने।	एक उपभोक्ताको मात्र आपूर्ति अवरुद्ध भएको बारे फोन सम्पर्क वा प्रत्यक्ष उपस्थित भई गरेर सूचित गरेको १६ घण्टाभित्र सेवा सुचारु गराई सक्नुपर्ने।
२	मिटर जलेको, बिग्रेको वा चोरी भएका कारण विद्युत आपूर्ति बन्द भएका सूचना प्राप्त भएपश्चात् त्यसको प्रतिस्थापन गर्न लाग्ने समय।	मिटर चोरी भएको, बिग्रेको वा जलेको भनी सूचना प्राप्त भएको २४ घण्टाभित्र अस्थायी मिटर राखी सेवा सुचारु गराई सक्नुपर्ने।	मिटर चोरी भएको, बिग्रेको वा जलेको भनी सूचना प्राप्त भएको ४८ घण्टाभित्र अस्थायी मिटर राखी सेवा सुचारु गराई सक्नुपर्ने।

क्र. सं.	सेवाको विषय	मापदण्ड/सीमा (न्यूनतम आवश्यकता)	
		महानगरपालिका, उपमहानगरपालिका तथा नगरपालिका	गाउँपालिका
		मिटर जलेको, बिग्रेको वा चोरी भएको अवस्थामा अस्थायी मिटर राखी सेवा सुचारु गराएको ३ दिन भित्र नयाँ मिटर जडान गर्नुपर्ने।	मिटर जलेको, बिग्रेको वा चोरी भएको अवस्थामा अस्थायी मिटर राखी सेवा सुचारु गराएको ६ दिन भित्र नयाँ मिटर जडान गर्नुपर्ने।
३	ट्रान्सफर्मरमा समस्या आई फेर्नुपर्ने अवस्थामा सेवा सुचारु गर्न लाग्ने समय (२३०/४०० भोल्टमा आपूर्ति लिने सम्पूर्ण उपभोक्ताको लागि)।	आपूर्ति बन्द भएको बारे फोन सम्पर्क गरेर सूचित गरेको १८ घण्टाभित्र सेवा सुचारु गराउनुपर्ने।	आपूर्ति बन्द भएको बारे फोन सम्पर्क गरेर सूचित गरेको ४८ घण्टाभित्र सेवा सुचारु गराउनुपर्ने।
४	वितरण ट्रान्सफर्मरमा समस्या आई फेर्नु पर्ने अवस्थामा बाहेकको अवस्थामा तल्लो भोल्टेजमा सेवा प्राप्त गर्ने उपभोक्ताले सामना गर्नुपर्ने निरन्तर अवरोधको अवधि (२३०/४०० भोल्टमा आपूर्ति लिने सम्पूर्ण उपभोक्ताको लागि)।	आपूर्ति बन्द भएकोबारे फोन सम्पर्क गरेर सूचित गरेको ८ घण्टाभित्र सेवा सुचारु गराउनुपर्ने।	आपूर्ति बन्द भएकोबारे फोन सम्पर्क गरेर सूचित गरेको १२ घण्टाभित्र सेवा सुचारु गराउनुपर्ने।

क्र. सं.	सेवाको विषय	मापदण्ड/सीमा (न्यूनतम आवश्यकता)	
		महानगरपालिका, उपमहानगरपालिका तथा नगरपालिका	गाउँपालिका
५	वितरण सबस्टेसनस्थित ट्रान्सफर्मरमा समस्या आई सेवा अवरुद्ध भएको अवस्थामा उपभोक्ताले सामना गर्नुपर्ने निरन्तर अवरोधको अवधि (२३०/४०० भोल्टमा आपूर्ति लिने सम्पूर्ण उपभोक्ताको लागि)।	आपूर्ति बन्द भएकोबारे फोन सम्पर्क गरेर सूचित गरेको २४ घण्टाभित्र सेवा सुचारु गराउनुपर्ने।	आपूर्ति बन्द भएकोबारे फोन सम्पर्क गरेर सूचित गरेको ४८ घण्टाभित्र सेवा सुचारु गराउनुपर्ने।
६	११ के.भि. वा सो भन्दामाथिको भोल्टेज स्तरबाट विद्युत उपभोग गर्ने ग्राहस्थ वर्गका उपभोक्ताले सामना गर्नुपर्ने निरन्तर अवरोधको अवधि।	आपूर्ति बन्द भएकोबारे फोन सम्पर्क गरेर सूचित गरेको ८ घण्टाभित्र सेवा सुचारु गराउनुपर्ने।	आपूर्ति बन्द भएकोबारे फोन सम्पर्क गरेर सूचित गरेको १२ घण्टाभित्र सेवा सुचारु गराउनुपर्ने।
७	११ के.भि. वा सो भन्दामाथिको भोल्टेजबाट विद्युत उपभोग गर्ने ग्राहस्थ वर्ग बाहेकका अन्य उपभोक्ताले सामना गर्नुपर्ने निरन्तर अवरोधको अवधि।	आपूर्ति बन्द भएकोबारे फोन सम्पर्क गरेर सूचित गरेको ८ घण्टाभित्र सेवा सुचारु गराउनुपर्ने।	आपूर्ति बन्द भएकोबारे फोन सम्पर्क गरेर सूचित गरेको १२ घण्टाभित्र सेवा सुचारु गराउनुपर्ने।
८	विद्युतीय सेवामा नियोजित अवरोधको सङ्ख्या।	विद्युतीय सेवामा नियोजित अवरोधको सङ्ख्या मासिक २ पटकभन्दा अधिक हुन नहुने।	विद्युतीय सेवामा नियोजित अवरोधको सङ्ख्या मासिक ४ पटकभन्दा अधिक हुन नहुने।

<table>
<tr><th rowspan="2">क्र. सं.</th><th rowspan="2">सेवाको विषय</th><th colspan="2">मापदण्ड/सीमा (न्यूनतम आवश्यकता)</th></tr>
<tr><th>महानगरपालिका, उपमहानगरपालिका तथा नगरपालिका</th><th>गाउँपालिका</th></tr>
<tr><td>९</td><td>विद्युतीय सेवामा नियोजित अवरोध बाहेकका अन्य अवरोधको सङ्ख्या।</td><td>विद्युतीय सेवामा नियोजित अवरोध बाहेकको सङ्ख्या मासिक ५ पटकभन्दा अधिक हुन नहुने।</td><td>विद्युतीय सेवामा नियोजित अवरोध बाहेकको सङ्ख्या मासिक १० पटकभन्दा अधिक हुन नहुने।</td></tr>
<tr><td>१०</td><td>विद्युतीय सेवामा नियोजित अवरोधको निरन्तर अवधि।</td><td colspan="2">विद्युत आपूर्ति बन्द भएको १२ घण्टाभित्र र बेलुकी ६ बजेमध्ये जुन अघि हुन आउँछ त्यस समयभित्र सेवा सुचारु गराउनुपर्ने।</td></tr>
</table>

<u>नोटः</u>

१. बेलुका ७ बजेदेखि अर्को दिन बिहान ९ बजेसम्मको अवधिमा दर्ता हुने सूचनाको हकमा सेवा सुचारु गर्नुपर्ने अवधि गणना गर्न यस अनुसूचीमा निर्धारित समय सीमामा १२ घण्टा थप गरिने छ।

२. विद्युत प्रणालीमा अवरोध भई सुचारु भइसकेको २० मिनेटभित्र पुनः अवरोध भएमा त्यसलाई एकै अवरोधको रूपमा गणना गरिनेछ तर उक्त अवरोधको अवधि गणना गर्दा विद्युत सुचारु भएको बिचको अवधिलाई आधार लिइने छैन।

क्र. सं.	सेवाको विषय	मापदण्ड/सीमा (न्यूनतम आवश्यकता)	
		महानगरपालिका, उपमहानगरपालिका तथा नगरपालिका	गाउँपालिका
३. वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले साधारणतया रातिको समय (बेलुकी ६ बजे देखि बिहान ६ बजेसम्म) नियोजित अवरोध गर्न पाउने छैन। नोटः राष्ट्रिय प्रसारण ग्रिडको ब्ल्याक आउट तथा प्रसारण लाइनमा देखा परेका अवरोध जस्ता वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको नियन्त्रणमा नरहेका घटनाका कारण उल्लेखित मापदण्ड पूर्ति गर्न नसकेको अवस्थामा पनि वितरक संस्थाले आयोगलाई यथाशीघ्र विवरण (Reporting) पेश गर्नु पर्नेछ।			

अनुसूची-३
(दफा ५ सँग सम्बन्धित)

उपभोक्ता वा सेवाग्राहीले सेवा प्राप्त गर्न लाग्ने अधिकतम अवधि

क्र. सं.	सेवाको प्रकार	मापदण्ड/सीमा (न्यूनतम आवश्यकता)
१	कुनै पनि प्रकारले वितरण प्रणाली विस्तार वा वृद्धि आवश्यक नभएको स्थानमा नयाँ मिटर जडान गर्नुपर्ने भएमा।	महानगरपालिका, उपमहानगरपालिका तथा नगरपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको ७ दिनभित्र तथा गाउँपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको १० दिनभित्र आवश्यक कारवाही/जाँच गरी निवेदन स्वीकृत/अस्वीकृत भएको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		राइट अफ वे तथा बाटोघाटो सँग सम्बन्धित कुनै समस्या नभएको स्थानमा निवेदन स्वीकृत भई निश्चित सेवा शुल्कको भुक्तानी भएको सात (७) दिनभित्र।
२	विद्यमान वितरण सञ्जालमा अतिरिक्त अधिकतम ५ पोल थप गर्नुपर्ने स्थानमा नयाँ मिटर जडान गर्नुपर्ने भएमा।	महानगरपालिका, उपमहानगरपालिका तथा नगरपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको ७ दिनभित्र तथा गाउँपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको १० दिनभित्र आवश्यक कारवाही/जाँच गरी निवेदन स्वीकृत/अस्वीकृत भएको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भई निश्चित सेवा शुल्कको भुक्तानी भएको पन्ध्र (१५) दिनभित्र।

क्र. सं.	सेवाको प्रकार	मापदण्ड/सीमा (न्यूनतम आवश्यकता)
३	विद्युतीकरण भएको क्षेत्रमा वितरण ट्रान्सफर्मरले बहन गरिरहेको अधिकतम भार वितरण ट्रान्सफर्मरको क्षमताको ९० प्रतिशतभन्दा अधिक भएको स्थानमा नयाँ मिटर जडान गर्नुपर्ने भएमा।	महानगरपालिका, उपमहानगरपालिका तथा नगरपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको ७ दिनभित्र तथा गाउँपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको १० दिनभित्र आवश्यक कारवाही/जाँच गरी निवेदन स्वीकृत/अस्वीकृत भएको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भई निश्चित सेवा शुल्कको भुक्तानी भएको साठी (६०) दिनभित्र।
४	विद्युतीकरण भएको क्षेत्रमा नयाँ वितरण ट्रान्सफर्मर थप गरी नयाँ मिटर जडान गर्नुपर्ने भएमा।	महानगरपालिका, उपमहानगरपालिका तथा नगरपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको १० दिनभित्र तथा गाउँपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको १५ दिनभित्र आवश्यक कारवाही/जाँच गरी निवेदन स्वीकृत/अस्वीकृत भएको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भई निश्चित सेवा शुल्कको भुक्तानी भएको एक सय बीस (१२०) दिनभित्र।
५	उपभोक्ता आफैले ट्रान्सफर्मर (११/०.४ के.भी.) राखी नयाँ मिटर जडान गर्नुपर्ने भएमा।	महानगरपालिका, उपमहानगरपालिका तथा नगरपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको १० दिनभित्र तथा गाउँपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको १५ दिनभित्र आवश्यक कारवाही/जाँच गरी निवेदन स्वीकृत/अस्वीकृत भएको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।

क्र. सं.	सेवाको प्रकार	मापदण्ड/सीमा (न्यूनतम आवश्यकता)
		निवेदन स्वीकृत भई निश्चित सेवा शुल्कको भुक्तानी भएको एक सय बीस (१२०) दिन भित्र।
६	विद्यमान ११ के.भी.को सञ्जालको स्तरोन्नति गरी नयाँ मिटर जडान गर्नुपर्ने भएमा।	महानगरपालिका, उपमहानगरपालिका तथा नगरपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको १० दिनभित्र तथा गाउँपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको १५ दिनभित्र आवश्यक कारवाही/जाँच गरी निवेदन स्वीकृत/अस्वीकृत भएको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भई निश्चित सेवा शुल्कको भुक्तानी भएको एक सय असी (१८०) दिन भित्र।
७	विद्यमान ३३ के.भी. क्षमताको सबस्टेसनको ग्रिड स्तरोन्नति गरी नयाँ मिटर जडान गर्नुपर्ने भएमा।	महानगरपालिका, उपमहानगरपालिका तथा नगरपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको १५ दिनभित्र तथा गाउँपालिकाको हकमा निवेदन पेस भएको २० दिनभित्र आवश्यक कारवाही/जाँच गरी निवेदन स्वीकृत/अस्वीकृत भएको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भई निश्चित सेवा शुल्कको भुक्तानी भएको दुई सय चालिस (२४०) दिन भित्र।
८		निवेदन पेस भएको ३० दिन भित्र आवश्यक कारवाही/जाँच गरी निवेदन स्वीकृत/अस्वीकृत भएको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने

क्र. सं.	सेवाको प्रकार	मापदण्ड/सीमा (न्यूनतम आवश्यकता)
	विद्युतीकरण नभएको क्षेत्र भए तापनि समीपको विद्यमान वितरण संरचना मार्फत विद्युत जडान गर्न सकिने स्थानमा नयाँ मिटर जडान गर्नुपर्ने भएमा।	निवेदन स्वीकृत भई निश्चित सेवा शुल्कको भुक्तानी भएको एक सय बीस (१२०) दिन भित्र।
९	विद्युतीकरण नभएको क्षेत्रमा नयाँ वितरण सञ्जाल स्थापित गरी वा ग्रिड सबस्टेशन नै निर्माण गरी नयाँ मिटर जडान गर्नुपर्ने भएमा।	विधिवत रूपमा निवेदन पेस भएको ६० दिन भित्र आवश्यक कारवाही/जाँच गरी निवेदन स्वीकृत/अस्वीकृत भएको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भई निश्चित सेवा शुल्कको भुक्तानी भएको तीन सय पैंसट्ठी (३६५) दिन भित्र।
१०	मिटरको नामसारी गर्ने।	विधिवत रूपमा निवेदन पेस भएको १ दिन भित्र आवश्यक कारवाही/जाँच गरी निवेदन स्वीकृत/अस्वीकृत भएको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भएको वा विद्यमान मिटरधनीले सम्पूर्ण महशुल चुक्ता गरेको मध्ये पछिल्लो मितिबाट ३० दिन भित्र।
११	स्वीकृत भार घटौती गर्ने।	विधिवत रूपमा निवेदन पेस भएको १ दिन भित्र स्वीकृत गरी सोको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भएको १० दिन भित्र।

क्र. सं.	सेवाको प्रकार	मापदण्ड/सीमा (न्यूनतम आवश्यकता)
१२	उपभोक्ता वर्गीकरण संसोधन गर्ने।	निवेदन पेस भएको ७ दिन भित्र आवश्यक कारवाही/जाँच गरी निवेदन स्वीकृत/अस्वीकृत भएको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भएको १० दिन भित्र।
१३	बिलिङ्गमा भएको त्रुटि सच्याउने।	एक आर्थिक वर्षमा एक पटकभन्दा बढी बिलिङ्गमा त्रुटि भएमा।
		विधिवत रूपमा निवेदन पेस भएको १ दिन भित्र स्वीकृत गरी सोको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भएको ७ दिन भित्र।
१४	मिटर खराब भएको हुनसक्ने व्यहोराको निवेदन प्राप्त भएपश्चात् निरीक्षण गर्ने।	विधिवत रूपमा निवेदन पेस भएको १ दिन भित्र स्वीकृत गरी सोको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भएको १५ दिन भित्र निरिक्षण गरी अस्थाई मिटर जडान गरी मिटर परीक्षणको लागि वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले मिटर सङ्कलन गरी सोको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
१५	मिटर त्रुटिपूर्ण भएको प्रमाणित भएपश्चात् प्रतिस्थापन गर्नुपर्ने।	मिटर त्रुटिपूर्ण रहेको प्रतिवेदन प्राप्त भएको १५ दिन भित्र।

क्र. सं.	सेवाको प्रकार	मापदण्ड/सीमा (न्यूनतम आवश्यकता)
१६	प्रथम दृष्टिमा मिटर त्रुटिपूर्ण रहेको प्रष्ट हुने अवस्थामा मिटर प्रतिस्थापन गर्नुपर्ने।	प्रमाण सहित निवेदन पेस भएको १ दिन भित्र स्वीकृत गरी सोको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भएको मितिले ३ दिन भित्र।
१७	प्रचलित कानून बमोजिम विद्युत आपूर्ति बन्द गरिएको अवस्थामा आपूर्ति सुचारु गर्नुपर्ने।	बक्यौता सबै रकम पूरा गरी प्रचलित कानुन बमोजिम सबै दायित्व भुक्तान गरेको अवस्थामा निवेदन पेस भएको १ दिन भित्र स्वीकृत गरी सोको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।
		निवेदन स्वीकृत भएको ५ दिन भित्र।
१८	सेवाको आपूर्ति पूर्ण रूपमा बन्द गर्ने।	निवेदन प्राप्त भएको ५ दिन भित्र अनुमति प्राप्ति व्यक्तिले विशेष मिटर रिडिङ्ग गरी सम्पूर्ण बक्यौता समायोजन गरी अन्तिम बिल तयार गरी सोको जानकारी सेवाग्राहीलाई दिनुपर्ने।

नोटः

मिटर खराब भएको हुनसक्ने शङ्का लागेको खण्डमा प्रति उपभोक्ता दुई वर्षमा कम्तीमा एकपटक वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले निःशुल्क मिटर परीक्षण गर्नु पर्नेछ। एकै उपभोक्ताबाट त्यस भन्दा अधिक पटक अनुरोध आएको खण्डमा निश्चित सेवा शुल्क लिई वितरण अनुमति पत्र प्राप्त व्यक्तिले मिटर जाँच गराउन सक्नेछ।

अनुसूची-४

दफा ६ को उपदफा (१) तथा दफा ७ को उपदफा (३)को खण्ड (ग) सँग सम्बन्धित

वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालयले कायम गर्नुपर्ने आकस्मिकताको सूचना तथा सम्बन्धित सेवा प्राप्तिको निवेदनको दर्ताको ढाँचा

वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालयको नाम तथा ठेगाना ....

क्र. सं.	मिति	समय	सूचना प्रदान गर्ने वा निवेदन पेस गर्ने व्यक्तिको नाम, ठेगाना (उपभोक्ता सङ्ख्या उपलब्ध भएमा सो समेत)	उपभोक्ता समूह	सूचना वा निवेदन को दर्ता नम्बर	सूचना वा निवेदनको विस्तृत विवरण	सूचना वा निवेदन प्राप्त भएको माध्यम (फोन, प्रत्यक्ष सम्पर्क, इमेल, आदि)	तत्काल चालिएको कदम	सूचना वा निवेदन उपर कारबाही सम्पन्न भएको मिति तथा समय	सूचना वा निवेदन उपर कारबाही सम्पन्न गर्न लागेको समय	प्रभावित उपभोक्ता सङ्ख्या	विद्युत प्रणालीमा भएको अवरोधको कुल अवधि	कारबाहीको क्रममा मापदण्ड पूर्ति भएको हो वा होइन?	कैफियत
१														
२														
३														
४														
५														
६														
७														

अनुसूची-५

दफा ६ को उपदफा (१) सँग सम्बन्धित

वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालयले मासिक रूपमा कायम गर्नुपर्ने आकस्मिकताको सूचना तथा सम्बन्धित सेवा प्राप्तिको निवेदनको दर्ताको अभिलेखको ढाँचा

वितरण वा उपभोक्ता सेवा कार्यालयको नाम तथा ठेगाना ....आर्थिक वर्ष..................... महिना....................

क्र.सं.	सूचना वा निवेदनको वर्गीकरण (क देखि थ सम्म)	सूचना वा निवेदनको कुल सङ्ख्या	कारबाही सम्पन्न गर्ने क्रममा मापदण्ड पूर्ति भएको सूचना वा निवेदनको कुल सङ्ख्या	कारबाही सम्पन्न गर्ने क्रममा न्यूनतम आवश्यकता पूर्ति नभएको सूचना वा निवेदनको कुल सङ्ख्या	सूचना वा निवेदनउपर कारबाहीको लागि लागेको औसत समय	तोकिएको मापदण्ड बमोजिम सूचना वा निवेदनउपर कारबाही सम्पन्न नभएको खण्डमा गरिएको काम कारबाही	कैफियत
१	क						
२	ख						
...	...						
१७	थ						

सूचना वा निवेदनको वर्गीकरण:

(क) भोल्टेज घटबढको सीमासम्बन्धी सूचना वा निवेदन (Voltage Variation Limit)
(ख) फ्रिक्वेन्सी विचलनको दायरासम्बन्धी सूचना वा निवेदन (Frequency Range)
(ग) फ्युज जलेको वा एक उपभोक्ताको मात्र आपूर्ति अवरुद्ध भएको सूचना आएपश्चात् सेवा सुचारु गर्नलाग्ने समय
(घ) मिटर वा तार जलेको, बिग्रेको वा चोरी भएको सूचना प्राप्त भएपश्चात् त्यसको प्रतिस्थापन गर्न लाग्ने समय
(ङ) ट्रान्सफर्मर जलेको/पड्केको कारण सोको परिवर्तन गर्नलाग्ने समय
(च) विद्युतीय सेवामा नियोजित अवरोधको निरन्तर अवधि
(छ) ट्रान्सफर्मर जलेको/पड्केको बाहेकको अवस्थामा तल्लो भोल्टेजमा सेवा प्राप्त गर्ने उपभोक्ताले सामना गर्नुपर्ने निरन्तर अवरोधको अवधि
(ज) मध्यम वा उच्च भोल्टेज वितरण प्रणालीबाट सेवा प्राप्त गर्ने उपभोक्ताले सामना गर्नुपर्ने निरन्तर अवरोधको अवधि
(झ) नयाँ मिटर जडानको प्राप्ति
(ञ) मिटरको नामसारी तथा स्थानान्तरण
(ट) त्रुटिपूर्ण बिल सच्याउने
(ठ) मिटरको परीक्षणसम्बन्धी
(ड) स्वीकृत भार परिमार्जनसम्बन्धी
(ढ) विद्युत आपूर्ति सेवा पुनः सुचारु गर्ने
(ण) आपूर्ति स्थायीरूपमा बन्द गर्ने
(त) उपभोक्ता वर्गको परिवर्तन
(थ) अन्य

अनुसूची-६
दफा ६ को उपदफा (३) सँग सम्बन्धित

आकस्मिकताको सूचना तथा सम्बन्धित सेवा प्राप्तिको निवेदनसँग सम्बन्धित वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले आयोगसमक्ष पेस गर्ने

वार्षिक प्रतिवेदनको ढाँचा

वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाको नाम तथा ठेगाना .... आर्थिक वर्ष............

क्र. सं.	सूचना वा निवेदनको वर्गीकरण (क देखि द सम्म)	सूचना वा निवेदनको कुल सङ्ख्या	कारबाही सम्पन्न गर्ने क्रममा मापदण्ड पूर्ति कारबाही सम्पन्न भएको सूचना वा निवेदनको कुल सङ्ख्या	कारबाही सम्पन्न गर्ने क्रममा मापदण्ड पूर्ति नभएको सूचना वा निवेदनको कुल सङ्ख्या	सूचना वा निवेदन उपर कारबाहीको लागि लागेको औसत समय	तोकिएको मापदण्ड बमोजिम सूचना वा निवेदनउपर कारबाही सम्पन्न नभएको खण्डमा गरिएको काम कारबाही	कैफियत
कोशी प्रदेश							
१	क						
२	ख						
...	...						
१७	थ						
मधेश प्रदेश							
१	क						
२	ख						
...	...						

१७	थ						
प्रदेश							
१	क						
२	ख						
...	...						
१७	थ						
समग्र नेपाल							
१	क						
२	ख						
...	...						
१७	थ						

*सूचना तथा निवेदनको वर्गीकरण अनुसूची-५ बमोजिम नै रहने

अनुसूची-७
[दफा ४ को उपदफा (५) सँग सम्बन्धित]

वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा विद्युत वितरण गर्ने सामुदायिक संस्थाले विद्युत आपूर्तिको विश्वसनीयता सम्बन्धी लक्ष्य सम्बन्धी सूचाकाङ्कको गणना विधि

(क) **वितरण प्रणालीको औसत अवरोध अवधि सूचकाङ्क [System Average Interruption Duration Index (SAIDI)]**: यस सूचकाङ्कले वितरण प्रणालीमा प्रति उपभोक्ता हुने विद्युत अवरोधको वार्षिक औसत अवधिको मापन गर्दछ। यसको गणना निम्नानुसार गरिने छ[२३]:

$$SAIDI = \sum ri \ x \ Ni \ / \ Nt$$

जहाँ,

N_i = वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको वितरण प्रणालीमा भएको प्रत्येक अवरोधका कारण प्रभावित उपभोक्ताको सङ्ख्या

R_i = वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको वितरण प्रणालीमा हुने प्रत्येक अवरोधको अवधि

N_t = वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको कुल उपभोक्ताको सङ्ख्या

(ख) **वितरण प्रणालीको औसत अवरोध आवृत्ति सूचकाङ्क [System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)]**: यस सूचकाङ्कले वितरण प्रणालीमा प्रति उपभोक्ता हुने विद्युत अवरोधको वार्षिक औसत सङ्ख्याको मापन गर्दछ। यसको गणना निम्नानुसार गरिने छ[२४]:

$$SAIFI = \sum Ni \ / \ Nt$$

जहाँ,

[२३] दिल्ली विद्युत विनियामक आयोगद्वारा लागु गरिएको "दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (आपूर्ति संहिता तथा कार्यसम्पादन मापदण्ड) नियमावली, २०१७", पृष्ठ ११७ (Link: https://www.derc.gov.in/sites/default/files/Regulations-07.07.2017.pdf)

[२४] दिल्ली विद्युत विनियामक आयोगद्वारा लागु गरिएको "दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (आपूर्ति संहिता तथा कार्यसम्पादन मापदण्ड) नियमावली, २०१७", पृष्ठ ११७ (Link: https://www.derc.gov.in/sites/default/files/Regulations-07.07.2017.pdf)

Ni = वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको वितरण प्रणालीमा भएको प्रत्येक अवरोधका कारण प्रभावित उपभोक्ताको सङ्ख्या

Nt = वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको कुल उपभोक्ताको सङ्ख्या

(ग) **उपभोक्ता औसत अवरोध अवधि सूचकाङ्क [Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)]:** यस सूचकाङ्कले वितरण प्रणालीमा प्रति उपभोक्ता हुने प्रति अवरोधको वार्षिक औसत अवधि (एक अवरोधमा सामान्यकृत गरिएको) को मापन गर्दछ। यसको हिसाब निम्नानुसार गरिने छ[२५]:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

[२५] दिल्ली विद्युत विनियामक आयोगद्वारा लागु गरिएको "दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (आपूर्ति संहिता तथा कार्यसम्पादन मापदण्ड) नियमावली, २०१७", पृष्ठ ११७ (Link: https://www.derc.gov.in/sites/default/files/Regulations-07.07.2017.pdf)

अनुसूची ३.८: मुख्य कार्यसम्पादन सूचकाङ्क म्यानुअल (Key Performance Indicators Manual), २०८०

Key Performance Indicators (KPI) Manual for MONITORING PERFORMANCE OF ELECTRIC UTILITY

Electricity Regulatory Commission

Sano Gaucharan, Kathmandu, Nepal

Ashad, 2080 (July, 2023)

Issued by the 199th Meeting of the Electricity Regulatory Commission Dated 2080/03/29

ABBREVIATIONS

AT&C	Aggregate Technical and Commercial
CAIDI	Consumer Average Interruption Duration Index
CDP	Corporate Development Plan
CSF	Critical Success Factors
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
EBIT	Earnings before Interest and Tax
EBITDA	Earnings before Interest, Tax, Depreciation and Amortization
ERC	Electricity Regulatory Commission
F/Y	Fiscal Year
GoN	Government of Nepal
GWh	Gigawatt Hour
KPA	Key Performance Indicators
KPI	Key Performance Indicators
kWh	Kilowatt Hour
MW	Megawatt
MWh	Megawatt Hour
NEA	Nepal Electricity Authority
NPR	Nepalese Rupees
PBR	Performance Based Regulation
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SLF	System Load Factor
TBD	To Be Determined
T&D	Transmission and Distribution

Table of Contents

Abbreviations..409
Utility Performance Measurement 411
Monitoring Performance by Regulator..411
Key Performance Areas (KPAs) and Key Performance Indicators (KPIs)412
Key Performance Indicators (KPIs) 414
Benchmarking Major KPIs...422
Implementation Plan...422
Phase 1: Proposed implementation period (FY 2080/81) (FY 2023/24).......422
Phase 2: Proposed implementation period (FY 2081/82) (FY 2024/25).......427
Conclusion 428
Annexure 1 429

Utility Performance Measurement

The basic expectations on performance from electric utilities are safe, reliable, and affordable services in its area.[26] Over the years, the expectations of electric utilities have evolved beyond these basic requirements and now include the need to be a consumer centered, sustainable, and resilient system. There is a renewed focus on improving the performance of electric utilities in order to enhance economic performance, improve network performance, and increase consumer satisfaction.

To ensure that a utility is effectively fulfilling its purpose, it is necessary to measure its performance. Tracking the performance of the utility will not only ensure accountability but will also allow them to identify areas of improvement. The process of utility performance measurement includes defining organizational goals and objectives, identifying key performance areas, and defining key performance indicators. By compiling and benchmarking these indicators, utility can gain valuable insights and make data-driven decisions to optimize their performance.

Monitoring Performance by Regulator

Regulators have a mandate to ensure utilities are performing well–technically and financially–while also being responsive to consumer needs. The involvement of an independent regulator in the performance measurement process can help to ensure that the interests of both utilities and consumers are served. Moreover, independent regulators can incentivize utilities to improve their performance by offering rewards, while also imposing penalties when necessary. This balance of incentives and penalties, overseen by independent regulators, can help to drive improvements in utility performance and benefit all stakeholders involved.

In many countries around the world, regulators set tariffs that allow utilities to recover costs and earn a return on their investment. In some countries regulators incentivize utilities to improve performance by tying tariff rates to efficient performance by rewarding good performance and penalizing poor performance; This is the concept of Performance Based Regulation (PBR). Therefore, for PBR, it is necessary to identify relevant metrics/indicators to track performance of utilities along key performance areas (KPAs). By continuously monitoring the performance of utilities and offering incentives for improvement, regulators can play a key role in promoting the long-term sustainability of the power sector.

Performance measurement by the regulator, the Electricity Regulatory Commission (ERC), is essential to ensure that electric utilities in Nepal are performing effectively and efficiently.[27] By establishing Key Performance Indicators (KPIs) and monitoring them over time, the ERC can identify areas for improvement, set targets and get a better understanding of performance of the utilities across different functions and priority areas.[28] Examples of relevant KPIs for electric utilities include system losses, profit margin, number of outages, and consumer satisfaction. By tracking these metrics, utilities can make informed decisions to improve their overall performance across its various key performance areas.

---

[26] Phillips, Charles F. (1993). *The Regulation of Public Utilities: Theory and Practice*. Arlington, Virginia: Public Utilities Reports, Inc.; p.136.

[27] See Section 12 of the ERC Act of 2074 (2017 A.D.).

[28] While this document directs requirements to NEA, these requirements shall be applicable to all of Nepal's electricity utilities and successor companies of the NEA.

Key Performance Areas (KPAs) and Key Performance Indicators (KPIs)

Key Performance Areas (KPAs) are the specific areas or functions of an organization that are important for its success and that need to be monitored and measured in order to assess the organization's overall performance.[29] These areas include day-to-day areas of utility functions such as technical, operational, and financial performance. Additional KPAs may also include consumer satisfaction, socio-economic factors, safety, and innovation, among others. The specific KPAs for an organization will depend on its industry, business model, and goals. By identifying and tracking KPAs, an organization can better understand its strengths and weaknesses, identify opportunities for improvement, and make informed decisions about how to optimize its performance. It is not uncommon to see the KPAs as being referred to as Critical Success Factors (CSF).

Based on the ERC's and electric utility's mission, and strategic goals, this manual recommends and identifies KPAs, and Key Performance Indicators (KPIs) which represent and measure the performance areas.

1. **Technical and operational** indicators provide a clear and measurable way to track progress and a greater understanding of the utility's performance. This KPA focuses on the utility's ability to deliver reliable and uninterrupted electricity supply to consumers.
2. It is crucial to be aware of the **safety performance** in order to reduce risks to the employees and consumers. This KPA measures the utility's commitment to maintaining a safe working environment for employees and consumers. The utility may track safety performance through the number of accidents that occur within the company's facilities and operations, safety training conducted for employees and safety measure awareness for third parties.
3. Tracking and benchmarking **financial** key performance indicators provide insight into the overall financial health of the utility. By regularly monitoring financial KPIs, utilities can identify trends and provide data driven approach for informed decisions.
4. It is vital for the ERC to propose a KPI-driven approach to regulate the utilities, in order to enhance **reliability and quality** on a large scale, where it is most needed. Performance measurement is a standard practice followed by utilities worldwide; however, data accumulation can pose a significant challenge. This approach will help identify areas where power reliability needs improvement and ensure that consumers receive consistent and reliable power supply.
5. **Consumer Service** indicators help identify and address any issue which will impact on consumer experience to provide seamless service to the consumers. This KPA measures the utility's ability to meet consumer needs and expectations.
6. **Socio-Economic** indicators are essential to track access to electricity which ensures households can meet their basic needs. Similarly, it will also help to understand the self-reliance of the country in terms of electricity generation. These indicators are critical to operate in a sustainable and responsible manner.

[29] Asih, Ia & Purba, Humiras & Sitorus, Tosty. (2020). Key Performance Indicators: A Systematic Literature Review. 8. 142-155.

The selected six KPAs with relevant KPIs for utilities are listed in Table 1 and each performance indicator is defined in Table 2.

Table 1 Key Performance Areas with identified Key Performance Indicators

Key Performance Areas	Key Performance Indicators
1. Technical and Operational	i. % of dispatched Energy[30] ii. System Loss iii. System Load Factor (SLF) iv. Peak Demand/ Installed Capacity
2. Safety	i. Fatalities and Accidents – Public & Employees ii. Mandatory Safety Training Employee Days iii. Awareness Initiatives for Consumers
3. Service Quality and System Reliability	i. SAIDI ii. SAIFI iii. CAIDI
4. Financial	i. Cost Recovery Ratio ii. Profit/Loss Margin iii. Return on Capital Employed iv. Return on Equity v. Debt Service Coverage Ratio
5. Consumer Service	i. Number of Consumer Complaints ii. Complaint Resolution Rate
6. Socio-Economic	i. % of electricity available from different sources ii. Per capita consumption iii. Household access to electricity

[30] In this document, the term “energy” is interchangeably used with the term “electricity supply” or “electricity” and mean the latter.

Key Performance Indicators (KPIs)

Table 2. Details of KPIs

Indicator Name	Unit	Definition	Importance of the KPI	Limitations	Formula	Report Timeframe
1. Technical and Operational						
% Of Dispatched Energy	%	The percentage provides the proportion of dispatched energy to the total available energy.	Depicts utility's efficiency in planning the system requirement and resources. If the % is less than 100, it indicates the inability of the utility to sell the entire energy produced and/ or purchased. A higher % indicates utility's higher efficiency and lower spilled energy.	N/A	$\frac{Energy\ Dispatched(MWh)}{Energy\ Available\ (MWh)}$ *where,* *Energy Dispatched (MWh) = Energy Available (MWh) -Energy not Dispatched (MWh)* *Energy available =Total energy available from [Own Plants+ Domestic PPAs+ Committed Cross Border Purchases] The following details to be provided along with % of energy dispatched: Total Available Energy in MWh: Total Dispatched Energy in MWh: Total Sold Energy in MWh:	Annually (Report by utility quarterly/ half yearly)
System Loss	%	Total system loss measures all losses that occur during the transmission and distribution of electricity from points of purchase to end-use consumers. Total system losses equal the difference between the power (GWh) supplied for consumption within the country and the power (GWh) billed to end users. i. **Transmission Loss-** Loss occurred during the transmission of electricity	Operationalizes overall distribution performance of utility (including technical and non-technical aspects). System losses can be divided into technical and non-technical losses, the latter including theft, commercial and metering losses. They do not account for non-payment by end users.	It does not provide the source of loss – equipment or theft. It is a rough estimate due to the difference in timing of when injection and consumption meters are read.	$\frac{Electricity\ supplied\ to\ grid - Total\ electricity\ billed}{Eletricity\ supplied\ to\ grid}$ The following details to be provided along with losses in %: Total System Loss in MWh: (a) Technical: (b) Non-Technical:	Annually

Indicator Name	Unit	Definition	Importance of the KPI	Limitations	Formula	Report Timeframe
		from point of purchase to the point of distribution input. ii. **Distribution Loss:** The loss occurred during the distribution of electricity from the distribution input to the end-use consumers. Distribution input is from distribution substation.			$\frac{Electricity\ supplied\ to\ grid - Total\ electricity\ input\ at\ distribution}{Eletricity\ supplied\ to\ grid}$ $\frac{Total\ Electricity\ input\ at\ distribution - Total\ Electricity\ billed}{Total\ electricity\ input\ at\ distribution}$	
System Load Factor (SLF)	%	System Load Factor (SLF) is a ratio of the average annual load to the maximum/peak load. It measures how much power is supplied (on average) per unit of peak demand.	SLF provides information on how efficiently the power system is being utilized and to a certain extent on how close the power system is to being overloaded. A high SLF indicates the power system efficiency is high but if SLF approaches 100% then it indicates system is nearing its capacity limits and may be at risk of collapsing.	N/A	$\frac{(Annual\ electricity\ consumption(MWh))/(24\ hours * 365days)}{Peak\ Annual\ load\ (MW)}$	Annually
Peak Demand/ Installed Capacity	%	Ratio of peak demand to installed capacity.	Indicates whether the existing system is capable of handling peak system demand. It is an important tool in system planning.	In Nepal's hydro context, installed capacity does not necessarily always indicate available capacity, this metric will need to be measured on a monthly basis with installed capacity replaced by available capacity. The ratio depends on the type of generation mix and	$\frac{Peak\ demand\ (MW)}{Installed\ capacity\ (MW)}$	Monthly

Indicator Name	Unit	Definition	Importance of the KPI	Limitations	Formula	Report Timeframe
				readiness to rely on CBET.		
II. Safety						
Fatalities and Accidents	Number	Total number of fatalities and accidents per year involving public and employees.	Helps track number of fatalities and accidents under both group: i. utility employees ii. public.	Not every accident might be reported and logged in the utility. The indicator might not always reflect true number. The magnitude of the accident will also determine the indicator. If only human life loss or irreparable damage is considered as an accident, then the indicator will not reflect other logged accidents with different magnitude. Also, the indicator does not cover the damage to infrastructure including utility assets.	--	Quarterly and Annually
Mandatory Safety Training Employee Days	Employee days	Safety training employee-days provide total training days attended in a given period. It is calculated by multiplying the number of training days with the number of attendees. Training two people for two days is four-man days. Assuming, it as one full day training. If two people	Indicates the total number of training days in a given period. Higher man days indicate greater number of trainings days or higher attendees in the trainings. The indicator takes into consideration both the number of training days and number of attendees all together.	Higher number does not mean better effectiveness of the trainings.	Number of training days* Number of trainees 1 training day is assumed to be 8 hour working day.	Annually

Indicator Name	Unit	Definition	Importance of the KPI	Limitations	Formula	Report Timeframe
		attend half day training, then it is 1 man day.	Such trainings help in reducing workplace accidents and fatalities.			
Awareness Initiatives for Consumers	Number	Number of awareness campaigns conducted for consumers on electrical safety indoors and outdoors, prevention of fires, death and injuries caused by electrical faults, use of safe electrical appliances to name a few. These can either be done through digital mass awareness campaigns or through physical campaigns.	It is imperative for utilities to raise awareness amongst the general public to not take any risk of interacting with the risky electricity infrastructure.	N/A	--	Annually
III. Service Quality and System Reliability						
SAIDI	Time (minutes/ hours)	The System Average Interruption Duration Index (SAIDI) is defined as the average interruption duration (in minutes) for consumers served by the utility system during a specific period. SAIDI will be measured at 11/33 kV feeder level[31] which can be aggregated to provide Distribution Centre and Province Level SAIDI.	Continuity of supply is an important metric for reliability of service and SAIDI is a key measure.	Measuring SAIDI accurately requires consumer's network link to be maintained and measured to reflect supply disruptions. Current network configuration will likely limit the ability to measure SAIDI accurately.	$\frac{\text{Sum of duration of all outages in a year}}{\text{Number of Customers}}$ [32]	Annually
SAIFI	No.	The System Average Interruption Frequency	Continuity of supply is an important metric for reliability	Measuring SAIFI accurately requires	$\frac{\text{Sum of all consumer interruptions in a year}}{\text{Number of Consumers}}$	Annually

[31] ERC, Electricity Consumer Right Protection Directive 2080 (Draft)

[32] *Pacific Power Association & Asian Development Bank Manual of ...* (2002) *Manual of Performance Benchmarking*. Available at: https://www.ppa.org.fj/wp-content/uploads2/2013/03/01-Manual-of-Performance-Benchmarking-July-2002.pdf

Indicator Name	Unit	Definition	Importance of the KPI	Limitations	Formula	Report Timeframe
		Index (SAIFI) is defined as the average number of instances a consumer on the utility system will experience an interruption during a specific period. SAIFI will be measured at 11/33 kV feeder level[33] which can be aggregated to provide Distribution Centre and Province Level SAIFI.	of service and SAIFI is a key metric that measures the number of interruptions per consumer.	consumer's network link to be maintained and measured to reflect supply disruptions. Current network configuration will likely limit the ability to measure SAIDI accurately.	*Since SAIFI is a sustained interruption index, only outages lasting longer than five*(TBD) minutes are included in the calculations.	
CAIDI	Hrs.	Consumer Average Interruption Duration Index (CAIDI) is defined as the average duration (in minutes) of an interruption experienced by consumers. CAIDI will be measured at 11/33 kV feeder level which can be aggregated to provide Distribution Centre and Province Level CAIDI.	It indicates the average time required to restore service during a pre-defined period.		$\frac{SAIDI}{SAIFI}$[34] *Since CAIDI is a sustained interruption index, only outages lasting longer than five*(TBD) minutes are included in the calculations. It can also be calculated by dividing the sum of all consumer minutes of interruption during that period by the number of consumers that experienced one or more interruptions during that time period.	Annually
IV. Financial						
Cost Recovery Ratio	%	It is a financial ratio that measures the extent to which the utility is recovering its costs of providing service to its consumers. The calculation of this ratio involves dividing the total revenue received by the utility by its total cost of service.	This ratio expresses the percentage of total costs that are being recovered through revenue. A high-cost recovery indicator is generally desirable, as it indicates that the utility is generating sufficient revenue to cover its expenses and invest in infrastructure improvements. For example, if the ratio is 0.90, it means that the electric	The cost recovery ratio is based on the total revenue and total cost of service for the entire consumer base. It does not account for differences in consumer usage patterns or the cost of serving consumers with different usage profiles.	$\frac{Total\ Revenue\ Generated}{Total\ cost\ of\ service}$ **Total Revenue Generated =Revenue generated from sale of energy in the country + Revenue generated from export of energy in cross border market + Revenue from other income* **Total Cost of service= Cost of generation, transmission, distribution, and corporate overheads.* **Corporate overheads also include interest on working capital*	Annually

[33] ERC, Electricity Consumer Right Protection Directive 2080 (Draft)
[34] ERC, Electricity Consumer Right Protection Directive 2080 (Draft)

Indicator Name	Unit	Definition	Importance of the KPI	Limitations	Formula	Report Timeframe
			utility is recovering 90% of its costs through revenue.			
Profit / Loss Margin	%	Profit margin indicates what percentage of sales has turned into profit. It is calculated by finding the profit as a percentage of the revenue.	It indicates a utility's profitability.		$\frac{Profit\ (Loss)}{Revenue}$	Annually
Return on Capital Employed	%	The financial ratio to assess a company's profitability and capital efficiency.	Indicates of how well a company is using its capital to generate returns or measures the company's profitability versus the investments it has made in itself.		$\frac{Earnings\ Before\ Interest\ and\ Tax\ (EBIT)}{Capital\ Employed}$ *Capital Employed= Total Assets- Total Current Liabilities or, = Shareholder's equity +Long Term Liabilities	Annually
Return on Equity	%	The return on equity is a measure of the profitability of a utility in relation to the equity	It measures the utility's overall profitability for the investors.		$\frac{Net\ Income}{Shareholder's\ Equity}$ *Shareholder's equity= Total assets -Total Liabilities	Annually
Debt Service Coverage Ratio (DSCR)	Ratio	DSCR is the ratio of net revenues available for debt service to total debt service for the year. This ratio measures the utility's ability to meet its annual debt obligation.	It indicates the utility's ability to repay its debt (principal and interest). A DSCR of 0.90 indicates the company's operating income only covers 90% of its debt obligations. A DSCR calculation greater than 1.0 indicates there is barely enough operating income to cover annual debt obligations, while a calculation less than one indicates potential solvency problems.	Net Revenue does not consider tax expenses. Not the entire amount of Net Revenue is available to debt holders; A certain portion will be used for taxation purposes.	$\frac{Earnings\ Before\ Interest\ Tax,\ Depreciation\ and\ Amortization\ (EBITDA)}{Total\ Debt\ Service\ (Principal + Interest)}$ *Debt service includes principal and interest payments on short term and long-term debt.	Annually
V. Consumer Service						

Indicator Name	Unit	Definition	Importance of the KPI	Limitations	Formula	Report Timeframe
Number of consumer complaints	Number	Total number of complaints filed in a year.	It is an important indicator which measures consumer service effectiveness. Also helps to identify frequent service failure and areas of improvement. Major types of Complaints: 1. Outages 2. Voltage 3. Billing 4. Safety 5. Others	Does not provide insights into the nature or severity of complaints other than the ones stated.	Number of consumer complaints under different categories in a given period. Number of Complaints under: 1. Outages 2. Voltage 3. Billing 4. Safety 5. Others	Quarterly/ Annually
Complaint Resolution Rate	%	Complaint Resolution Rate measures the percentage of solved complaints from overall problems raised by consumers.	It is used to track how well the consumer problems are being solved and to determine the overall efficacy of the consumer service department. An effective resolution of complaints increases consumer confidence while assuring them that the utility is consumer focused. In addition, high-resolution rates help manage consumer issues, while identifying possible solutions for improvement.	The indicator will not provide information on the response time for complaint resolution. ERC can provide guidance to utilities to begin tracking resolution time by key complaint categories	$\frac{Total\ number\ of\ complaints\ resolved}{Total\ number\ of\ complaints}$	Monthly
VI. Socio-Economic						
% of electricity available from different sources	%	The ratio of electricity generation from different sources including domestic and imports to total electricity available.	It provides our nation's self-reliance on electricity supply and dependence on the imports from different sources. This indicator will provide domestic generation		1. Domestic Generation $\frac{Own\ generation + NEA\ subsidiary\ generation + Purchase\ from\ IPPs\ (GWh)}{Total\ electricity\ available\ (GWh)}$ i. $\frac{NEA\ generation\ (GWh)}{Total\ electricity\ available\ (GWh)}$ ii. $\frac{NEA\ subsidiary\ generation\ (GWh)}{Total\ electricity\ available\ (GWh)}$ iii. $\frac{IPPS\ generation\ (GWh)}{Total\ electricity\ available\ (GWh)}$ 2. Imports	Annually reported domestic generation including NEA, NEA Subsidiary and IPPs

Indicator Name	Unit	Definition	Importance of the KPI	Limitations	Formula	Report Timeframe
					$\frac{Total\ Imports\ (GWh)}{Total\ electricity\ available\ (GWh)}$ i. $\frac{Solar\ energy\ sourced\ Imports\ (GWh)}{Total\ imports\ (GWh)}$ ii. $\frac{Coal\ energy\ sourced\ Imports\ (GWh)}{Total\ imports\ (GWh)}$ iii. $\frac{Renewable\ energy\ sourced\ Imports\ (GWh)}{Total\ imports\ (GWh)}$	
Per capita consumption	kWh	The energy consumption per capita is when the total energy consumption is divided by the total population.	It is an important metric to determine the level of domestic electricity consumption. The indicator of per capita consumption of electricity reflects the level and potential of the country's economic condition. Monitoring of per capita consumption level important for demand stimulation and ensuring efficient use of electricity.		$\frac{Total\ population\ electricity\ consumption\ (kWh)}{Total\ population}$	Annually province wise
Household access to electricity	%	Access to electricity is the percentage of the population with access to electricity. Household access to electricity is measured as percentage of households that are connected to an electric power source (grid or off-grid).	Household access to electricity is an important tool to monitor national electrification rate. It is also one of the indicators of power sector performance. It shows how advanced the sector is in achieving its developmental goal of connecting households and businesses.		$\frac{Total\ households\ with\ electricity\ access}{Total\ number\ of\ households}$	Annually province wise

Benchmarking Major KPIs

Benchmarking is a valuable tool to compare the performance of the utility with that of other utilities or to the industry standards. This can be done to identify areas where the utility is performing well and areas where it could improve.[35] However, identifying appropriate utilities to benchmark against and collecting data for benchmarking key performance indicators (KPIs) can be a significant challenge. Utilities operate in vastly different regions, with different consumer demographics, climates, and regulatory environments. These differences can impact the cost of producing and delivering electricity, making direct comparisons difficult. Electric utilities may generate power from various sources, such as coal, natural gas, hydroelectricity, solar, or wind. This diversity can make it challenging to find comparable utilities that generate electricity in the same way. As a result, identifying appropriate utilities to benchmark against can be a complex and time-consuming process.

Another major challenge for benchmarking is the vast amount of data that must be collected and analyzed. Utilities will need to gather data from various sources, including their own internal systems, external vendors, and other stakeholders. Additionally, data collection can be time-consuming and resource-intensive, requiring significant human resources and investment. There may also be challenges associated with data quality, accuracy, and consistency, as data may be sourced from different systems or may have been collected using different methodologies. Furthermore, there may be challenges associated with defining and standardizing metrics, making it difficult to measure performance accurately. Despite these challenges, benchmarking KPIs remains a critical activity for utilities to assess their performance, identify areas for improvement, and drive positive change across the industry.

In order to initiate the benchmarking process effectively, it is vital for the utilities to maintain a comprehensive record of the indicators and diligently track and monitor them. This proactive approach will streamline and expedite the benchmarking procedure during the second phase of implementation. Therefore, realizing the importance and challenges of benchmarking, this manual proposes 2 phases for implementation of performance measurement of utility where benchmarking will be undertaken only at the end of Phase 2.

Implementation Plan

For utilities to manage resources, build momentum and support for implementing the performance measurement system, this manual divides the implementation plan into 2 phases. The first phase of implementation includes monitoring KPIs that the utility is already measuring and for which data is available. The second phase will include data collection, identification of appropriate benchmarks and identification of additional and relevant KPIs for the utility. The phasing of the implementation plan will lead to better and sustainable outcomes.

Details of the proposed implementation plan are as follows:

Phase 1: Proposed implementation period (FY 2080/81) (FY 2023/24)

1. ***Establish targets for KPIs which are already recorded.***
   The Nepal Electricity Authority (NEA) currently tracks and monitors several key performance indicators (KPIs) on a periodic basis, including technical, operational, and financial performance indicators. However, these KPIs are not benchmarked, and targeted for performance evaluation

[35] Mugisha, Silver (2011). *Utility Benchmarking and Regulation in Developing Countries: Practical Application of Performance Monitoring and Incentives.* International Water Association.

and improvement. To address this, NEA should establish clear targets for all relevant KPIs; many are already outlined in the NEA's Corporate Development Plan (CDP 2019/20-2023/24).[36]

Some of the KPIs that NEA is currently tracking include:

Table 3 KPIs which are currently being tracked by the NEA.

KPI	Baseline (2021/22)	ERC's Target (2022/23)	NEA's Achieved (2022/23)	Remarks
System Load Factor (SLF)	65%[37]	75%	70%	NEA CDP
System Loss	15.38%	14.4%	14.12%	NEA CDP
% of Electricity Available from Domestic Generation	86%[38]	100% Long-term target	86%	The government has a goal of adding 5000 MW to the national grid by 2023/24, which will likely lead to a significant decrease in the need for imports. In fact, there has already been a 45.01% decrease in imports from 2020/21 to 2021/22. As domestic generation increases, imports will be replaced accordingly.
Household Access to Electricity	93%[39]	100% (2023/24)	96%	NEA CDP
Per Capita Consumption	295.91[40]	496	362	NEA Distribution and Consumer Services Directorate FY 2021/22

2. *Track and establish goals for indicators that are not regularly recorded.*

Financial performance KPIs are annually recorded however there is a need for tracking, monitoring, and setting targets for each of them. Similarly, safety KPIs including safety training employee days, number of awareness initiatives can easily be measured and monitored with relevant data. Financial and Safety KPIs mentioned in Table 1 can be tracked and monitored in Phase 1.

3. *Reporting indicators*

There is a need to analyze the collected data and compare the utility's performance against its past data until appropriate utility/s are identified to benchmark against. A report should be developed that highlights areas of strength and weakness and identifies opportunities for improvement. This report should be shared with stakeholders, including management, regulators, and consumers.

During Phase 1, utilities will record, track, and establish targets for the following KPIs:

[36] NEA Corporate Development Plan 2018/19-2022/23
[37] NEA Annual Report FY 2021/22
[38] NEA Annual Report FY 2021/22
[39] NEA Annual Report FY 2021/22
[40] NEA Annual Distribution and Consumer Services Directorate Report FY 2021/22

Table 4 KPIs to be recorded, tracked and with established targets in Phase 1

KPIs[41]	Targets			Remarks
	Short Term (1 year) (FY 2080/81) (FY 2023/24)	**Medium Term** (2-3 years) (FY 2081/82-FY 2083/84) (FY 2024/25-2026/27)	**Long Term** (4-5 years) (FY 2083/84-FY 2085/86) (FY 2026/27-2028/29)	
Technical and Operational				
i. % of dispatched Energy	N/A	N/A	N/A	The indicator will be tracked, hence no target set. If the % is less than 100, it indicates the inability of the utility to sell the entire energy produced and/ or purchased. A higher % indicates utility's higher efficiency and lower spilled energy.
ii. System Loss	13.75%	12.25%	12%	Historical Trend NEA System Loss reduced from 17.18% in FY 20/21to 15.38% in FY 21/22. [42](Historical trend shows average decrease in 7% per annum for the last 5 years) CDP AT&C losses14.4% (22/23) India's T&D losses =20.66% (2018/19)[43] AT&C losses = 17% (2021/22) Bangladesh T&D Loss =10.41% (2021/22)[44]
	Transmission loss= 4.3%	4.1%	4%	Historical Trend Transmission loss reduced to 4.49% in FY 21/22. (Average decline by 3%) Transmission loss (Bangladesh)=2.89% (2021/22)
	Distribution loss= 9.45%	8.15%	8%	Historical Trend Distribution loss reduced to 10.86% in FY 21/22 from 11.69% in FY 20/21. (Average decline by 7%) Distribution loss (Assam)= 17.75% (2021) (Bangladesh) = 8.10% (2021/22)
iii. System Load Factor (SLF)	70%	70%	70%	65% (NEA Annual Report 21/22) All India = 83% (2021)[45] Assam= 56% Uttarakhand =66% Bihar = 59% Bangladesh = 64.82% (2021/22)

[41] KPI: Key Performance Indicators
[42] NEA annual Report 2021/22
[43] Central Electricity Authority Report, India 2018/19
[44] Annual Report 2021/22, Bangladesh Power Development Board
[45] Seasonality analysis of load factor in Indian Power System, June 2021

KPIs[41]	Targets			Remarks
iv. Peak Demand/ Installed Capacity	75%	65%	60%	Peak Demand FY 21/22= 1747.53 MW[46] Installed Capacity FY 21/22=2190 MW Peak Demand/ Installed Capacity (21/22) = 79% India - 207/416=49.7% Bangladesh - 15.8/22.5=70% Pakistan - 22.5/43.7= 51%
Safety				
i. Fatalities and Accidents – Public & Employees	0	0	0	Recorded separate for Public and Utility employees
ii. Mandatory Safety Training Employee Days	*TBD			Contract, Norms and Specifications Departments at NEA will be responsible for developing standards and protocols for NEA operations. *Chaitra 26th marks as Electrical Safety days at NEA: interaction program with employees, displaying safety related banners, posters, pamphlets etc. to express NEA commitment on electrical safety as well as to create awareness.
iii. Awareness Initiatives for Consumers	*TBD			Develop and Implement Consumer Safety Awareness Campaign (CDP). Safety Management Division will be created as an arm of the Energy Efficiency and Loss Reduction Department (EELRD). It will be responsible for increasing public awareness of safety standards. (CDP).
Service Quality and System Reliability				
i. SAIDI	*TBD	*TBD	*TBD	Initiate data gathering process. (Requires Baseline Study Data)
ii. SAIFI	*TBD	*TBD	*TBD	Initiate data gathering process. (Requires Baseline Study Data)
iii.CAIDI	*TBD	*TBD	*TBD	Initiate data gathering process. (Requires Baseline Study Data)
Financial				
i. Cost Recovery Ratio	>100%	>100%	>100%	
ii. Profit/Loss Margin	*TBD	*TBD	*TBD	23% FY 21/22 (NEA financial statement)
iii. Return on Capital Employed	*TBD	*TBD	*TBD	5.43% FY 21/22 (NEA Financial Statement)
iv. Return on Equity	*TBD	*TBD	*TBD	
v. Debt Service Coverage Ratio	>1.2	>1.3	>1.4	Lender's requirement, Industry Norm Average projected DSCR for FY 23-27 is 2.12. 4.82* (NEA Annual Report 2021/22) * The ratio only covers interest payments

[46] NEA annual report 21/22

KPIs[41]	Targets			Remarks
Consumer Service				
i. Number of Consumer Complaints	*TBD	*TBD	*TBD	Data to be collected and tracked for major categories of complaints: • Outages • Voltage • Billing • Safety • Others
ii. Complaint Resolution Rate	100%	100%	100%	
Socio-Economic				
i. % of electricity available from different sources (Domestic generation and imports)				The indicator will be tracked, hence no target set. With government plan to add 5000 MW in national grid by 2023/24, imports can be significantly expected to be replaced by domestic generation. The contribution of the total internal generation to the total available energy has increased from 68% in FY 2020/21 to 86% in FY 2021/22.
ii. Per capita consumption	362	550	700	Per capita consumption for FY 21/22 is 295.91(NEA Annual Distribution report FY21/22) Budget FY 2080/81 (450kWh by FY 2081/82)
iii. Household access to electricity	96%	100%	100%	92.51% in FY 21/22 (National electrification by household in FY 21/22- NEA Distribution and Consumer Service Directorate) The GoN has set a target to provide electricity access to the entire population by FY 2023/24.

Phase 2: Proposed implementation period (FY 2081/82) (FY 2024/25)

During Phase 2, utilities will develop and implement a system for consistently collecting, tracking, monitoring, and benchmarking KPIs along with adding a range of relevant indicators.

1. **Data Collection:** It is critical to establish a clear plan for collecting the data required for identified and new KPIs. This may involve integrating data from different sources or establishing new data collection processes by the utilities. It is also essential to ensure the accuracy and reliability of the data collected.
2. **Additional KPIs:** Utilities can get a better picture of their performance across various areas by using a range of KPIs. Additional KPIs should be specific, measurable, and aligned with utility's vision and goals and that are most relevant across its different functions. Furthermore, tracking and benchmarking additional KPIs will require planning, system, and data in order to be effectively monitored. **Additional KPIs may also be included in the reporting.** Some of the additional KPIs which may be tracked and benchmarked in the second phase are included in Annexure 1. It is not an exhaustive list and other indicators may be included as required.
3. **Benchmarking:** Benchmarking KPIs for a utility will involve identifying relevant KPIs and appropriate utility or indexes of a group of utilities in terms of demographic and geographic differences, diverse generation mix, size, and structure of the utility. It will be followed by gathering and analyzing data, setting targets, and monitoring progress over time. Benchmarking will require planning, development of performance measurement systems, and data in order to be effectively monitored. In addition to that, utilities should monitor and update the benchmarking process regularly and make updates as necessary to ensure that it remains relevant and effective.

   By the end of Phase 2, all the KPIs mentioned in Table 1 will have adequate, reliable, and relevant data for benchmarking including service quality and system reliability KPIs- SAIDI, SAIFI and CAIDI. Benchmarking will be done after Phase 2 ends.

Table 5. Key Indicators from Table 2 to be recorded and tracked in Phase 2

Key Performance Indicators	Targets	Remarks
Service Quality and System Reliability		
i.SAIDI	N/A	Date to be recorded and tracked.
ii.SAIFI	N/A	Date to be recorded and tracked.
iii.CAIDI	N/A	Date to be recorded and tracked.

Conclusion

Performance measurement by ERC can help utilities improve their operational efficiency and financial performance. By tracking key performance indicators and setting targets for improvement, the utilities can identify areas for improvement and take necessary actions to enhance its performance. In addition, performance measurement can help utilities align their activities and efforts with their strategic goals, such as improving consumer service, access to electricity, and reliability of the power grid.

It is important for ERC and the electric utilities to regularly review and update the KPIs to ensure that they are still relevant and accurately reflect the performance of the utility. The review process should involve stakeholders such as consumers, employees, and other industry experts to ensure that all relevant perspectives are considered. In addition to tracking the KPIs, it is also important to analyze the data and use it for decision making and to identify areas for improvement. By regularly measuring and analyzing performance, the utilities and ERC can work towards continuous improvement and ensure that the power sector in Nepal is providing reliable, affordable, and sustainable services to its citizens. Overall, performance measurement can play a vital role in the development and success of Nepal's power sector by helping to ensure that all stakeholders are working towards common goals and objectives.

Annexure 1

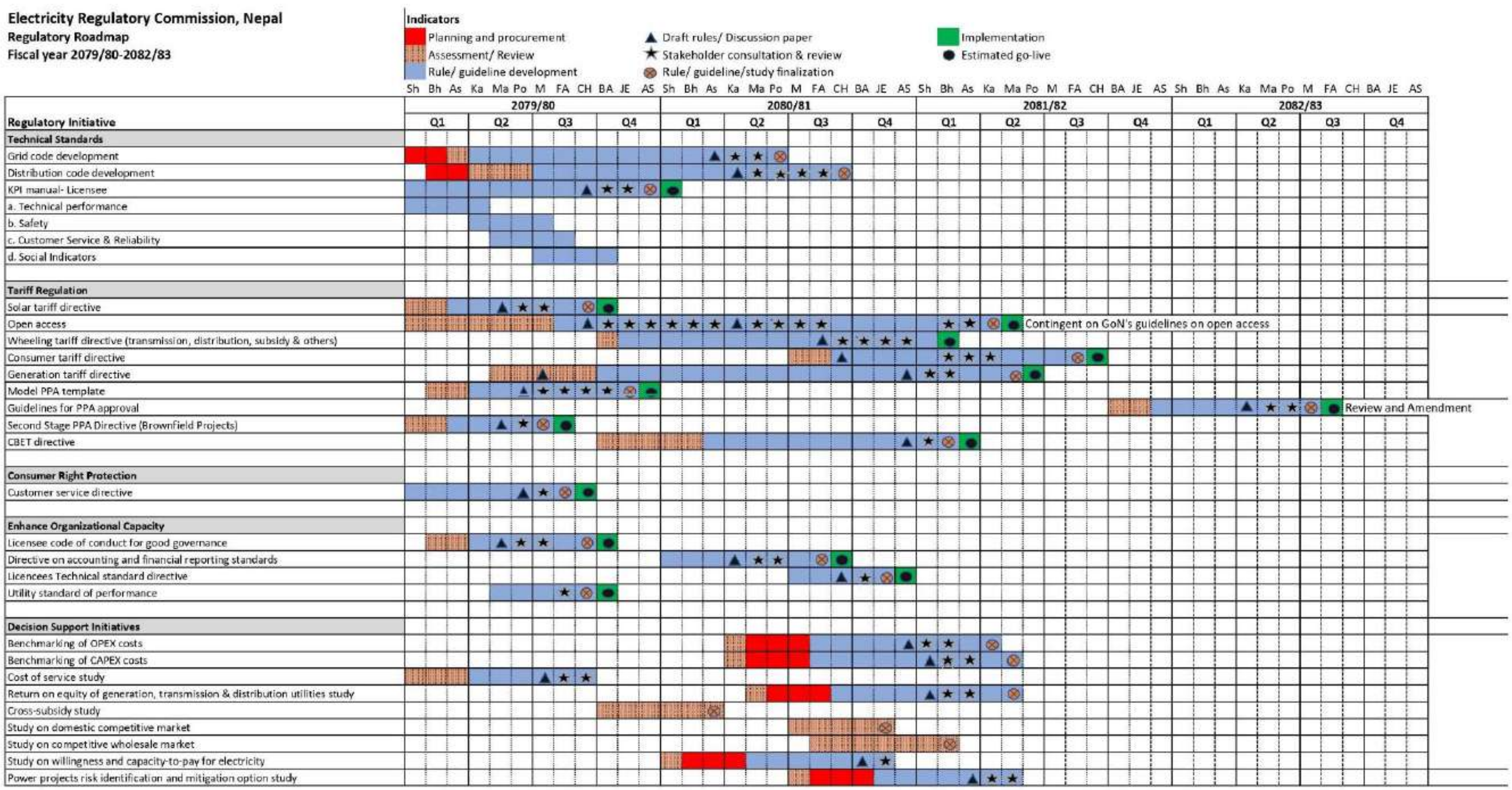
Key Performance Areas	Key Performance Indicators
1. Technical and Operational	i. Revenue per employee (NPR) ii. Operations And Maintenance Expense Per Consumer (Transmission and Distribution) (NPR/consumer) iii. Operation And Maintenance Expense Per MWh[47] (Generation) iv. Technical and commercial losses (%) in distribution (compare energy sold to energy supplied to distribution)
2. Safety	i. Lost Work-day Rate (Lost work incident hour per work hours of month) ii. Non-fatal public contact incidents rate
3. Service Quality and System Reliability	i. Scheduled outage duration (Minutes) ii. Supply restoration after sudden outage affecting one consumer or group of consumers (Minutes) iii. % of unplanned outages/ total outages iv. Variation in voltage magnitude
4. Financial	i. Operating Expenditure/ Revenue (Cost Efficiency) (%) ii. Revenue per kWh (under different consumer category)[48] iii. Revenue per Connection – Category (NPR) iv. Per unit cost by consumer category (NPR/kWh) v. Gearing Ratio (%)
5. Consumer Service	i. Average Response time for complaints (category wise) ii. Service Restoration Time (% within different time slots) iii. Lead time to provide new connection (based on nature of request) (Days) iv. Average Response time to permanently disconnect the supply (Days) v. Number of consumer care personnel /100 consumers[49]

[47] *Pacific Power Association & Asian Development Bank Manual of ...* (2002) *Manual of Performance Benchmarking*. Available at: https://www.ppa.org.fj/wp-content/uploads2/2013/03/01-Manual-of-Performance-Benchmarking-July-2002.pdf

[48] *Financial and operating ratios of Public Power Utilities, American Public Power Association on financial and operating ratios*

[49] *Concept Paper: Performance Benchmarks for Electricity Distribution Companies in South Asia*

अनुसूची ३.९: आयोगको नियामकीय मार्गचित्र (Regulatory Roadmap)



अनुसूची ४ : विद्युत नियमन आयोगले जारी गरेको नेपाल विद्युत प्राधिकरणका उपभोक्ताको विद्युत महसुल दर निर्धारणको निर्णयको पूर्णपाठ

विद्युत नियमन आयोग

सानो गौचरण, काठमाडौं

नेपाल विद्युत प्राधिकरणको विद्युत उपभोक्ता महसुल दर निर्धारण
(सामुदायिक थोक उपभोक्ता संस्थाका उपभोक्तासमेतका लागि)

मिति २०७८/०७/०८ मा बसेको आयोगको १४० औं बैठकबाट निर्धारित विद्युत उपभोक्ता महसुल दर
(२०७८ मङ्सिर महिनाको विद्युत खपत र २०७८ पौष महिनादेखि बिलिङ्गमा लागू हुने)

निवेदक : नेपाल विद्युत प्राधिकरण, दरबारमार्ग, काठमाडौं

निवेदन सङ्ख्या (Petition No.) : CT-2/2078/079

२०७८ कार्तिक ०८

www.erc.gov.np

विद्युत नियमन आयोगका पदाधिकारीहरू

श्री दिल्ली बहादुर सिंह	अध्यक्ष
डा. राम प्रसाद धिताल	सदस्य
श्री रामेश्वर प्रसाद कलवार	सदस्य
श्री भागीरथी भट्टराई (ज्ञवाली)	सदस्य
श्री नूतन प्रकाश शर्मा	सचिव

विषयसूची

१. पृष्ठभूमि ६

१.१. विद्युत नियमन आयोग ११

१.२. नेपाल विद्युत प्राधिकरण ११

१.३. विद्युत महसुल निर्धारणका कानूनी आधार १२

१.४. विद्युत उपभोक्ता महसुल निवेदन उपर राय, सुझावसम्बन्धी सार्वजनिक सुनुवाइ १३

२. अध्ययन तथा विश्लेषण १५

२.१. उपभोक्ता वर्गअनुसारको बिक्री युनिट १५

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव १५

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष १६

२.२. आफ्ना आयोजनाबाट उत्पादन १९

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव १९

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष २१

२.३. विद्युत खरिद २२

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव २२

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष २३

२.४. विद्युत ऊर्जाको स्रोत तथा उपलब्धता २७

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव २७

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष २८

२.५. सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च ३१

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव ३१

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष ३४

२.६. कर्मचारी खर्च ३८

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव ३८

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष ३९

२.७. प्रधान कार्यालयसम्बन्धी खर्च ४१

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव ४१
(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष ४२
२.८. पुँजीगत खर्च तथा स्थिर सम्पत्ति पुँजीकरण ४३
(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव ४३
(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष ४५
२.९. ह्रासकट्टी ४६
(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव ४६
(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष ४७
२.१०. पुँजी लगानीमा प्रतिफल ४९
(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव ४९
(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष ५०
२.११. ऋणको ब्याज ५२
(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव ५२
(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष ५२
२.१२. लगानीमा प्रतिफल ५३
(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव ५३
(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष ५४
२.१३. अन्य आय ५५
(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव ५५
(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष ५६
२.१४. रोयल्टी ५७
२.१५. अन्य व्यवस्था ५८
२.१६. नियामकीय शुल्क ५९
२.१७. मुद्रा सटही बापतको नोक्सान/(नाफा) ५९
२.१८. सम्पत्तिको क्षति ६०
२.१९. बोनसको व्यवस्था ६०

२.२०. करबापतको खर्च ६१
३. ने.वि.प्रा.को अधिक बिक्री (Revenue Surplus) / अपुग बिक्री (Revenue Gap) को विश्लेषण........ ६२
३.१. हालको महसुलको औसत बिलिङ्ग दर........ ६२
३.२. हालको महसुल दरको आधारमा प्रत्येक उपभोक्ता वर्गको बिक्री........ ६३
३.३. हालको महसुल दरको आधारमा अधिक बिक्री/(अपुग बिक्री) को विश्लेषण........ ६४
४. अधिक बिक्री/(अपुग बिक्री)को विश्लेषणका आधार तथा रणनीतिहरू........ ६६
५. आयोगले निर्धारण गरेको महसुल दर........ ६८
६. निर्देशन........ ८७
अनुसूची-१ .... ९४
अनुसूची-२ .... ९८
अनुसूची-३ .... १०४

नेपाल विद्युत प्राधिकरणको विद्युत उपभोक्ता महसुल दर निर्धारणसम्बन्धी निर्णय

(सामुदायिक थोक उपभोक्ता संस्थाअन्तर्गत रहेका उपभोक्तासमेतका लागि)

१. पृष्ठभूमि

विद्युत नियमन आयोग ऐन (यसपछि "ऐन" भनिएको) को दफा १३ ले निर्दिष्ट गरेको क्षेत्राधिकार अनुसार विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारणको लागि वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति नेपाल विद्युत प्राधिकरण (यसपछि "ने.वि.प्रा." भनिएको) ले मिति २०७८/०५/१५ मा विद्युत नियमन आयोग (यसपछि "आयोग" भनी सम्बोधन गरिएको) समक्ष विद्युत उपभोक्ता महसुल दरको प्रस्तावसहित निवेदन पेस गरेको हो। उक्त निवेदन प्राप्त भए लगत्तै सरोकारवालालाई सुसूचित गराउने उद्देश्यका साथ आयोगले प्राप्त गरेका सम्पूर्ण विवरणहरू आयोगले विद्युत महसुल निर्धारणका लागि तयार गरेको वेबसाइट (www.erc.gov.np/ct) मा प्रकाशित गर्नुका साथै सरोकारवालाको राय, सुझाव तथा प्रतिक्रियाको लागि मिति २०७८/०५/३० को गोरखापत्र राष्ट्रिय दैनिकमा विस्तृत सूचना प्रकाशन गरेको थियो।

उपरोक्त निवेदनको सम्बन्धमा ने.वि.प्रा.बाट आयोगले पटक पटक गरी प्राप्त गरेको विवरण, कागजात, इमेल तथा पत्रमार्फत प्राप्त थप जानकारी मुख्य गरी निम्न विषयसँग सम्बन्धित छन् :

- विद्युत महसुल प्रस्ताव र सम्बन्धित कागजातहरू,
- ने.वि.प्रा.को सञ्चालक समितिको निर्णय,
- विद्युत महसुल निर्धारणसम्बन्धी संक्षिप्त विवरण,
- विद्युत आपूर्तिसम्बन्धी अन्य दस्तुर एवम् सेवा शुल्कसम्बन्धी विवरण,
- ने.वि.प्रा.अन्तर्गतका निर्माणाधीन आयोजनाको विवरण,
- उपभोक्ता वर्गको वर्गीकरण तथा प्रस्तावित महसुल दर,

- ने.वि.प्रा.को विगतका वर्षहरूको वार्षिक प्रतिवेदन,
- विद्युत महसुल प्रस्तावउपर छलफलमा उठेका विषयहरूलाई थप प्रष्ट पार्न मद्दत गर्ने विवरण,
- आयोगद्वारा लिखित तथा मौखिक रूपमा त्रुटी औंल्याइएपछिको अवस्थामा ने.वि.प्रा.द्वारा आयोगसमक्ष पेस भएका विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६ को अनुसूची-४ बमोजिमका संसोधित विवरणहरू।

आयोगले ने.वि.प्रा.को उपभोक्ता महसुल दरसम्बन्धी प्रस्तावउपर विस्तृत अध्ययन पूरा गरी सो प्रस्तावउपर सरोकारवालाहरूको राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया लिनका लागि विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६ को दफा ३ को उपदफा (१) खण्ड (क) तथा दफा ४ को उपदफा (३) समेतको व्यवस्थाबमोजिम मिति २०७८/०६/१४ मा आयोगको कार्यालय परिसरमा सरोकारवालाहरूको सहभागिताका साथ सार्वजनिक सुनुवाइ कार्यक्रम आयोजना गरेको थियो। नोभेल कोरोनाभाइरस (कोभिड-१९) महामारीका कारण सरोकारवालाहरूको भौतिक उपस्थिति तथा नेपालभरिका समग्र उपभोक्ता, भिन्न भिन्न उपभोक्ता वर्गका प्रतिनिधित्व गर्ने विभिन्न संघ संस्था एवम् सरोकारवालाहरूबाट समेत राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया प्राप्त गर्ने अभिप्रायले आयोगले सूचना प्रविधिको उपयोग गरी घरमै बसी कार्यक्रममा सहभागिता जनाउन सक्ने व्यवस्था गरेको हो। आयोगले आयोजना गरेको सार्वजनिक सुनुवाइ कार्यक्रम नेपाल टेलिभिजनको राष्ट्रिय प्रसारण र समाचार च्यानलबाट प्रत्यक्ष प्रसारणसमेत गरिएको थियो र सो प्रसारण प्रत्यक्ष रूपमा आयोगको आधिकारिक फेसबुक पेज (www.facebook.com/ercnepal2019) मार्फत विश्वभरिबाट हेर्न सकिने व्यवस्था मिलाइएको थियो। उक्त कार्यक्रममा सरोकारवालाहरू, विभिन्न उपभोक्ता वर्ग, क्षेत्र तथा संस्थाका प्रतिनिधिहरूको सहभागिता रहेको थियो भने त्रिचालिस (४३) जना सहभागीबाट प्रस्तावित उपभोक्ता महसुल दरबारे राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया प्राप्त भएको थियो। साथै, ने.वि.प्रा.को विद्युत उपभोक्ता महसुल दर निर्धारणसम्बन्धी प्रस्तावउपर विभिन्न सरोकारवालाहरूबाट आयोगको कार्यालयमा लिखित रूपमा,

टेलिफोनबाट, आयोगको इमेल ठेगाना (info@erc.gov.np) मा तथा आयोगको वेबसाइट (www.erc.gov.np/ct) मार्फत पनि राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया प्राप्त भएको थियो। आयोगले प्राप्त गरेको राय, सुझाव एवम् प्रतिक्रिया तथा सो सन्दर्भमा ने.वि.प्रा.ले दिएको प्रतिक्रिया यस निर्णयको अनुसूची-३ मा उल्लेख गरिएको छ।

नेपालको विद्युत क्षेत्रको नियामकीय निकायको हैसियतले विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण गर्दा आम उपभोक्ता तथा ने.वि.प्रा. दुवैको हित हुने गरी सन्तुलित एवम् न्यायोचित तवरले महसुल निर्धारण गर्नु आयोगको आधारभूत दायित्व हो। आयोगले ऐन भनी सम्बोधन गरिएको) तथा विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ (यसपछि "नियमावली" भनी सम्बोधन गरिएको) को अधिनमा रहेर तर्जुमा गरी लागू गरेको विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६ (यसपछि "निर्देशिका" भनी सम्बोधन गरिएको) बमोजिम ने.वि.प्रा.ले आ.व.२०७८/०७९ को उपभोक्ता महसुल दर निर्धारणको लागि आयोगसमक्ष निवेदन पेस गरेको हो। तदनुसार, आयोगले ने.वि.प्रा.को विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण प्रस्तावउपर विस्तृत रूपमा अध्ययन गर्नुको साथै सार्वजनिक सुनुवाइ कार्यक्रममा प्रत्यक्ष रूपमा प्राप्त भएका, आयोगको कार्यालयमा लिखित रूपमा एवम् टेलिफोनमार्फत प्राप्त भएका, आयोगको इमेल तथा ठेगानामार्फत प्राप्त भएका सरोकारवालाहरूका राय, सुझाव तथा प्रतिक्रियालाई समेत मध्यनजर गर्दै ने.वि.प्रा.ले आर्जन गर्ने कुल आम्दानीको अनुमान गरी यथोचित सञ्चालन खर्च तथा पुँजीगत लगानीको प्रक्षेपणको आधारमा समतामूलक तथा न्यायिक हिसावले समायोजन हुने गरी विद्युत उपभोक्ता महसुल दर निर्धारण गरेको छ।

आयोगले समस्त विद्युत उपभोक्ताको हित र ने.वि.प्रा.को संस्थागत तथा वित्तीय स्वास्थ्यलाईसमेत मध्यनजर गर्दै ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको प्रत्येक आम्दानी तथा खर्चको विस्तृत अध्ययन गरी एक सक्षम नियामकीय निकायको दृष्टि (Regulatory Eye) बाट विश्लेषण गर्दै यस निर्णयमार्फत विद्युत महसुल दर

निर्धारण गरेको छ। यस निर्णयको आगामी पृष्ठहरूमा आयोगले महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनका लागि प्रयोग गरेका आधार तथा गणनाहरू (Calculation) को विस्तृत रूपमा व्याख्या गरिएको छ।

यस निर्णयानुसार विद्युत उपभोक्ता महसुल दर निर्धारण गर्दा आयोगले ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७८/०७९ को लागि स्वीकृत गरेको आम्दानी तथा खर्च र सोही अवधिको ने.वि.प्रा.को लेखापरीक्षणमा भएको वास्तविक आम्दानी तथा खर्चमा कुनै भिन्नता भएमा ने.वि.प्रा.ले अर्को विद्युत उपभोक्ता महसुल दर निर्धारणको प्रस्ताव आयोगसमक्ष पेस गर्दा सोको समायोजन (True Up) का लागिसमेत आयोगलाई अनुरोध गर्न सक्नेछ। आयोगले सो आम्दानी तथा खर्चको विश्लेषण गरी वास्तविक खर्च तथा आम्दानीको अन्तरलाई अर्को महसुल निर्धारणमा समायोजन हुने गरी नियामकीय सम्पत्ति (Regulatory Asset) वा दायित्व (Regulatory Liability) को रूपमा स्वीकृत गर्ने छ। यद्यपि, ने.वि.प्रा.बाट सोसँग सम्बन्धित आवश्यक सम्पूर्ण जानकारी तथा विवरण आयोगसमक्ष पेस नभएता पनि उचित महसुल दर निर्धारण गर्न सम्बन्धित शीर्षकहरूको तर्कसङ्गत आधारमा मापन गरी स्वीकृत गरिएको छ। वार्षिक आवश्यक बिक्री रकम (Aggregated Revenue Requirement) भन्दा ने.वि.प्रा.को वार्षिक विद्युत बिक्री कम भएको अवस्थामा ने.वि.प्रा.लाई नियामकीय सम्पत्ति सिर्जना हुन्छ भने वार्षिक आवश्यक बिक्री रकमभन्दा ने.वि.प्रा.को वार्षिक विद्युत बिक्री अधिक भएको अवस्थामा भने ने.वि.प्रा.लाई नियामकीय दायित्व सिर्जना हुन्छ। प्रत्येक आम्दानी तथा खर्चका शीर्षकहरूसँग सम्बन्धित विश्लेषणको पृष्ठभूमि, तर्क तथा धारणाहरू यस निर्णयको आगामी पृष्ठहरूमा सम्बन्धित शीर्षकहरूमा उल्लेख गरिएका छन्।

आयोगलाई विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण गर्दा ने.वि.प्रा.को वित्तीय अवस्थामा प्रतिकूल असर पर्न नदिन ने.वि.प्रा.बाट पेस हुने प्रत्येक विवरणमा यथार्थता तथा स्पष्टता हुन जरूरी रहन्छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७ को विस्तृत वित्तीय विवरण र ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण भएको वित्तीय विवरणमा भिन्नता देखिएकाले आयोगले ने.वि.प्रा.सँग आवश्यकताअनुसार छलफल गरी प्रत्येक विवरण यथाशक्य स्पष्ट तथा तर्कसङ्गत हुने गरी यो निर्णय

गरेको छ। आ.व. २०७६/०७७ को विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारणसम्बन्धी निवेदनमा जस्तै उपरोक्त निवेदनको विश्लेषणका क्रममा पनि केही जानकारी एवम् तथ्याङ्कहरूको अभावका कारण उपयुक्त विश्लेषणमा सामान्य बाधा उत्पन्न भएको थियो। यद्यपि, नेपालको विद्युत क्षेत्रको परिप्रेक्ष्यमा उपभोक्ता महसुल निर्धारणको आयाममा नियामकीय अभ्यास अझै सुरुवाती चरणमा रहेको र नियमनका विषयका धेरै पक्षहरूसँग ने.वि.प्रा. पनि क्रमशः परिचित हुँदै जाने भएकोले आयोगले यसलाई सहज रूपमा लिई जानकारीको उपलब्धता नभएको अवस्थामा उच्चतम् प्रचलित नियामकीय अभ्यास (Best Prevailing Regulatory Practice) को प्रयोग गरी ने.वि.प्रा.को निवेदनउपर विश्लेषण गरेको छ। आगामी दिनमा ने.वि.प्रा. जस्तो परिपक्व अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले यस विद्युत क्षेत्रको नियामकीय अभ्यासप्रति सूसुचित होस्, नियामकीय अनुपालनको सम्बन्धमा दक्षता हासिल गरोस् तथा महसुल निर्धारण प्रक्रियाका क्रममा सूचना, जानकारी एवम् तथ्याङ्कहरूको अभावले आयोगले विश्लेषणमा कठिनाईहरू नझेलोस् भन्ने अभिप्रायले परिच्छेद-६ मा आयोगले आवश्यकतानुसार निर्देशन समेत दिएको छ।

विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारणसम्बन्धी निर्णयको प्रमुख उद्देश्य ने.वि.प्रा.को वित्तीय स्थिरतालाई ध्यानमा राखी देशभित्र विद्युतको खपत वृद्धि गराउन उपभोक्तालाई प्रेरित गर्ने नेपाल सरकारको नीतिअनुरूप विद्युत खपतको वृद्धिमा प्रोत्साहन हुने गरी उपभोक्ता हितलाई मध्यनजर गर्दै समय सापेक्ष विद्युत महसुल दर निर्धारण गर्नु हो। वर्षा याम तथा अफ पिक समयमा नेपालभित्रको खपतका लागि आवश्यक मागभन्दा बढी (Surplus) विद्युत उत्पादन भइरहेको र सोको व्यवस्थापनको सम्बन्धमा छिमेकी मुलुकहरूसँग कानूनी सम्झौताको लागि गृहकार्य चलिरहेको अवस्थामा आन्तरिक रूपमा विद्युत खपत बढाउन उपभोक्तालाई प्रोत्साहित गर्नुपर्ने पक्षलाई समेत आयोगले मध्यनजर गरेको छ।

यस निर्णयअनुसार निर्धारण गरिएको उपभोक्ता महसुल दर २०७८ मङ्सिर महिनादेखिको विद्युत खपत र २०७८ पौष महिनादेखिको बिलिङ्गमा लागू हुनेछ तथा आयोगद्वारा अर्को महसुल निर्धारणको निर्णय नभएसम्म यही निर्णयानुसारका महसुल दर कायम रहने छ। यो महसुल दर ने.वि.प्रा.का प्रत्येक

उपभोक्ता वर्गअन्तर्गत विद्युत उपभोग गर्ने उपभोक्ता तथा सामुदायिक थोक उपभोक्ताअन्तर्गतका उपभोक्तासमेतको हकमा लागू हुने छ। ने.वि.प्रा.ले यस निर्णय कार्यान्वियन गर्ने सम्बन्धमा यस निर्णयले व्यवस्था गरेसम्म आफ्नो प्रणालीमा आवश्यक परिवर्तन गर्नुपर्ने छ।

१.१. विद्युत नियमन आयोग

विद्युत क्षेत्रलाई नियमन गर्ने उद्देश्यले ऐन तथा नियमावलीअन्तर्गत स्वशासित र सङ्गठित नियामक निकायको रूपमा यस आयोगको स्थापना भएको हो। आयोगले विद्युतको उत्पादन, प्रसारण, वितरण तथा व्यापार लगायतका कार्यलाई सरल, नियमित, व्यवस्थित तथा पारदर्शी बनाई विद्युतको माग र आपूर्तिमा सन्तुलन कायम राख्न, विद्युत महसुल नियमन गर्न, उपभोक्ताको हक र हित संरक्षण गर्न, विद्युत बजारलाई प्रतिस्पर्धात्मक बनाउन तथा विद्युत सेवालाई भरपर्दो, सर्वसुलभ, गुणस्तरयुक्त तथा सुरक्षित बनाउन महत्वपूर्ण नियामकीय भूमिका निर्वाह गर्दै आएको छ।

१.२. नेपाल विद्युत प्राधिकरण

नेपालमा विद्युत उत्पादन, प्रसारण र वितरणलाई सक्षम, भरपर्दो र सर्वसुलभ गरी विद्युत आपूर्तिको समुचित व्यवस्था गर्न नेपाल विद्युत प्राधिकरण ऐन, २०४१ बमोजिम ने.वि.प्रा.को स्थापना भएको हो। ने.वि.प्रा.सँग हालसम्म सञ्चालनमा रहेका १९ (उन्नाइस) वटा जलविद्युत केन्द्रको अलावा १ (एक) बहुइन्धन विद्युत उत्पादन केन्द्र तथा १ (एक) डिजल विद्युत उत्पादन केन्द्रको स्वामित्व रहेकोले नेपालमा विद्युत आपूर्तिको व्यवस्था गर्न ने.वि.प्रा.को योगदान महत्वपूर्ण रहँदै आएको छ। ने.वि.प्रा.को २०७७/०७८ को वार्षिक प्रतिवेदनअनुसार आ.व. २०७७/०७८ मा ने.वि.प्रा.को प्रणालीमा उपलब्ध विद्युतको परिमाणमध्ये ३१.६६% ने.वि.प्रा.को आफ्ना विद्युत उत्पादन केन्द्रहरूबाट उत्पादन, ३६.५१% स्वतन्त्र विद्युत उत्पादकबाट खरिद तथा बाँकी ३१.८३% भारतबाट आयात गरिएको थियो। आ.व.

२०७७/०७८ को अन्तिमसम्म विद्युत वितरणकर्ताको हैसियतले ने.वि.प्रा.का हाल सामुदायिक थोक उपभोक्ताअन्तर्गतका उपभोक्तावाहेक कुल ४५,३०,००० उपभोक्ता रहेका छन्। ने.वि.प्रा.को २०७७/०७८ को वार्षिक प्रतिवेदनअनुसार सो आर्थिक वर्षको अन्तिमसम्म ने.वि.प्रा.ले जम्मा ६,१७२.७८ मेगावाट जडित क्षमताका ३४५ (तीन सय पैतालिस) वटा आयोजनाहरूसँग विद्युत खरिद गर्ने सम्झौता सम्पन्न गरेको छ। जसमध्ये कुल ८१४.६५ मेगावाट क्षमताका १०८ (एक सय आठ) वटा आयोजनाहरूले व्यापारिक उत्पादन सुरु गरिसकेका छन्।

१.३. विद्युत महसुल निर्धारणका कानूनी आधार

विद्युत क्षेत्रको नियामक निकायको हैसियतले उत्पादनतर्फ विद्युत खरिदबिक्री दर निर्धारण, प्रसारण तर्फ प्रसारण शुल्क (Wheeling Charge) निर्धारण, वितरण तथा व्यापार तर्फ विद्युतको थोक बजार सञ्चालन र उपभोक्ता महसुल निर्धारण गर्ने कार्य कर्तव्य आयोगमा निहित रहेको छ। विद्युत उपभोक्ता महसुल दर निर्धारण गर्दा आयोगले ऐन, नियमावली तथा विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६ को व्यवस्था तथा प्रक्रियाको अधिनमा रही आफ्नो जिम्मेवारी वहन गरेको छ। आयोगले देहायबमोजिमको कानूनी व्यवस्थाको आधारमा विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण गरेको छ :

- ऐनको दफा १३ को उपदफा (१) को खण्ड (क) तथा नियमावलीको नियम ९ को उपनियम (१) ले निर्दिष्ट गरेबमोजिम विद्युत प्रणाली वा उत्पादन संरचनाको सञ्चालन खर्च, ह्रासकट्टी दर, साँवा ब्याजको भुक्तानी, मर्मत सम्भार खर्च, विद्युत संरचनाको निर्माण, पुनर्निर्माण, पुनर्स्थापना तथा शेयर लगानीबापत वार्षिक रुपमा प्राप्त हुने प्रतिफल लगायत विद्युत खरिद सम्झौता समेतलाई विचार गरी विद्युत महसुल दर निर्धारण शर्त तथा आधार निर्धारण गरी त्यसको आधारमा उपभोक्ताले बुझाउनु पर्ने महसुल निर्धारण गर्ने प्रावधान;

- उपरोक्त कानूनी व्यवस्थालाई आधार मानी आयोगले विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६ को तर्जुमा गरी कार्यान्वयनमा ल्याएको छ। यस निर्देशिकाले ऐनको दफा १३ तथा नियमावलीको नियम ८ एवम् नियम ९ अन्तर्गत आयोगमा निहित रहेको विद्युत महसुल दर निर्धारण गर्ने प्रयोजनलाई सार्थकता प्रदान गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले यही निर्देशिकाको आधारमा आयोगसमक्ष विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारणको लागि निवेदन पेस गरेको हो। सो निर्दीशिकाको दफा ६ बमोजिमका आधारहरू तथा निर्देशिकाको दफा ५ अन्तर्गतका निर्देशक सिद्धान्तको अधिनमा रही निर्देशिकाको दफा ४ बमोजिम कारवाही अगाडि बढाई ऐनको दफा १३, नियमावलीको नियम ८ तथा निर्देशिकाका प्रावधानहरूबमोजिम विद्युत महसुल दर निर्धारण गरेको छ।

१.४. विद्युत उपभोक्ता महसुल निवेदन उपर राय, सुझावसम्बन्धी सार्वजनिक सुनुवाइ

ऐनको दफा २१ तथा नियमावलीको नियम १९ बमोजिम आयोगले विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण गर्ने विषयमा निर्णय गर्नुपूर्व सार्वजनिक सुनुवाइ गर्नुपर्ने व्यवस्था रहेको छ। आयोगले विद्युत महसुल दर निर्धारण गर्ने प्रयोजनका लागि गरिने सार्वजनिक सुनुवाइको कार्यलाई सरल र व्यवस्थित बनाउन तथा सरोकारवालाहरूको जानकारी पाउने हक तथा स्वच्छ एवम् निष्पक्ष सुनुवाइको अधिकारलाई सुनिश्चितता प्रदान गर्न विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६ बमोजिमको प्रक्रिया अनुसरण गरी मिति २०७८/०६/१४ मा आयोगको कार्यालय भवनमा सार्वजनिक सुनुवाइ कार्यक्रम आयोजना गरेको हो। नोभेल कोरोनाभाइरस (कोभिड-१९) को प्रभावलाई मध्यनजर गर्दै ने.वि.प्रा.को उक्त प्रस्ताव उपर सरोकारवालाहरूको राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया लिनका लागि सूचना प्रविधिकोसमेत प्रयोग गरी सार्वजनिक सुनुवाइ कार्यक्रम आयोजना गरिएको थियो। साथै, सो सार्वजनिक सुनुवाइ कार्यक्रमको नेपाल टेलिभिजनको राष्ट्रिय च्यानल तथा समाचार च्यानलमार्फत प्रत्यक्ष प्रसारण

गरी देशभरका आम नागरिकलाई विद्युत उपभोक्ता महसुल दर निर्धारणको अभ्याससँग सुपरिचित गर्ने प्रयत्नसमेत गरिएको थियो।

ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको विद्युत महसुल प्रस्तावउपर छलफल गर्न आयोजित उक्त सार्वजनिक सुनुवाइमा आयोगका तर्फबाट सम्पूर्ण पदाधिकारीहरू तथा कर्मचारीहरू र ने.वि.प्रा.को तर्फबाट कार्यकारी निर्देशक तथा उपकार्यकारी निर्देशक लगायतका प्रतिनिधिहरूको उपस्थिति रहेको थियो। सो सार्वजनिक सुनुवाइ कार्यक्रममा ४६ (छयालिस) जना सरोकारवालाहरूको भौतिक रूपमा उपस्थिति रहेको थियो भने सूचना प्रविधिको माध्यम जूम (Zoom) तथा फेसबुक (Facebook) मार्फत १०४ (एक सय चार) जना सरोकारवालाहरूको सहभागिता रहेको थियो। उक्त सार्वजनिक सुनुवाइ कार्यक्रममार्फत ४३ (त्रिचालिस) जना सहभागीहरूबाट राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया प्राप्त भएको छ।

२. अध्ययन तथा विश्लेषण

२.१. उपभोक्ता वर्गअनुसारको बिक्री युनिट

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव

ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७८/०७९ को प्रक्षेपित बिक्री युनिट ९ अर्ब ४१ करोड १३ लाख ४३ हजार किलोवाट-घण्टा रहेको छ। ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, आ.व. २०७७/०७८ तथा आ.व. २०७८/०७९ को बिक्रीको परिमाण निम्नानुसार रहेको छः

तालिका १: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित उपभोक्ता वर्गअनुसारको बिक्री युनिट

विद्युत बिक्री (किलोवाट-घण्टा (युनिट) हजारमा)

क.सं.	उपभोक्ता वर्ग	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण गरिएको) बिक्री	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) बिक्री	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित) बिक्री
१.	ग्राहस्थ	२,८५२,०००	३,१३८,०००	३,६८६,५३७
२.	गैह्र व्यापारिक	१९०,०००	२०४,०००	२४६,१०२
३.	व्यापारिक	४८७,०००	५११,०००	६२९,६६९
४.	औद्योगिक	२,३०१,०००	२,८१६,०००	२,९७३,८११
५.	खानेपानी	१०५,७५१	१२१,४४०	१३७,५५८
६.	सिँचाइ	७६,२४९	८७,५६०	९९,१८२
७.	सडक बत्ती	८४,०००	८८,०००	१०७,९५६
८.	अस्थायी कनेक्सन	३,०००	४,०००	४,१९७
९.	यातायात	३,०००	२,०००	३,९३२
१०.	धार्मिक स्थल (साबिकको मन्दिर वर्ग)	८,०००	८,०००	१०,१४४
११.	गैह्र ग्राहस्थ	१५१,०००	११६,०००	१९५,४८८
१२.	मनोरञ्जन व्यवसाय	५,०००	४,०००	६,६१८
१३.	सामुदायिक थोक उपभोक्ता	१५१,०००	१७४,०००	१९४,९४९
१४.	निर्यात	१०७,०००	४४,०००	१,११५,२००
	जम्मा	६,५२४,०००	७,३१८,०००	९,४११,३४३

नोटः आ.व. २०७६/०७७ तथा २०७७/०७८ को विवरण ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७७/७८ वार्षिक प्रतिवेदनबाट साभार गरिएको

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ को विद्युत बिक्री परिमाण (किलोवाट-घण्टा), विशेषतः निर्यात तर्फको बिक्रीमा गत वर्षभन्दा उल्लेखनीय रूपले वृद्धि हुने प्रक्षेपण गरेको छ। उक्त प्रक्षेपणअनुसार गत वर्षको तुलनामा यस वर्षको कुल विद्युत बिक्री युनिट २८.६१% ले बढ्ने देखिएको छ भने समग्र विद्युत बिक्रीको विगत ४ (चार) वर्ष (आ.व. २०७४/०७५ देखि आ.व. २०७७/०७८ सम्म) को चक्रिय वार्षिक वृद्धि दर (Compounded Annual Growth Rate) ७.११% रहेको छ। आ.व. २०७७/०७८ को तुलनामा नेपालमा अन्तरिक रूपमा बिक्री हुने विद्युत १४.०५% ले बढ्ने प्रक्षेपण गरिएको छ भने निर्यातको बिक्री युनिट चौबिस (२४) गुणाभन्दा बढीले बढ्ने अनुमान गरिएको छ। तर विगत ४ (चार) वर्षको निर्यात बाहेकको कुल बिक्री परिमाण (किलोवाट-घण्टा : युनिट) को विश्लेषण गर्दा चक्रिय वार्षिक वृद्धि दर ६.९६% मात्र रहेको देखिन्छ भने सोही अवधिमा निर्यात तर्फको चक्रिय वार्षिक वृद्धि दर करिब ९६.६९% रहेको देखिन्छ। कुल बिक्रीको ठूलो अंश ओगट्ने ग्राहस्थ र औद्योगिक वर्गको चक्रिय वार्षिक वृद्धि दर क्रमशः ६.४७% र ७.९४% रहेको देखिन्छ।

<u>तालिका २: ने.वि.प्रा.को विद्युत खपत वृद्धिको विश्लेषण</u>

विद्युत खपत वृद्धि (किलोवाट-घण्टा (युनिट) प्रतिशतमा)

उपभोक्ता वर्ग	किलोवाट-घण्टा खपत वृद्धि (प्रतिशतमा)		
	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)	चक्रिय वार्षिक वृद्धि दर (आ.व. २०७४/०७५ देखि आ.व. २०७७/०७८ सम्म)
ग्राहस्थ	१०.०३%	१७.४८%	६.४७%
गैह्र व्यापारिक	७.३७%	२०.६४%	४.३७%
व्यापारिक	४.९३%	२३.२२%	५.८२%
औद्योगिक	२२.३८%	५.६०%	७.९४%
खानेपानी	१४.८४%	१३.२७%	१०.९६%
सिंचाई	१४.८४%	१३.२७%	१०.९६%

उपभोक्ता वर्ग	किलोवाट-घण्टा खपत वृद्धि (प्रतिशतमा)		
	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)	चक्रिय वार्षिक वृद्धि दर (आ.व. २०७४/०७५ देखि आ.व. २०७७/०७८ सम्म)
सडक बत्ती	४.७६%	२२.६८%	३.२७%
अस्थायी कनेक्सन	३३.३३%	४.९३%	६.७५%
यातायात	(३३.३३)%	९६.६०%	(२१.६२)%
धार्मिक स्थल (साबिकको मन्दिर वर्ग)	०.००%	२६.८०%	०.७३%
गैह ग्राहस्थ	(२३.१८)%	६८.५२%	२.९८%
मनोरञ्जन व्यवसाय	(२०.००)%	६५.४५%	१०.२२%
सामुदायिक थोक उपभोक्ता	१५.२३%	१२.०४%	८.६९%
निर्यात	(५८.८८)%	२,४३४.५५%	९६.६९%
औसत	**१२.१७%**	**२८.६१%**	**७.११%**

<u>तालिका ३: ने.वि.प्रा.को विद्युत खपत वृद्धिको विश्लेषणको सारांश</u>

विद्युत बिक्री (किलोवाट-घण्टा (युनिट) प्रतिशतमा)

उपभोक्ता वर्ग	किलोवाट-घण्टा खपत वृद्धि (प्रतिशतमा)		
	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)	चक्रिय वार्षिक वृद्धि दर (आ.व. २०७४/०७५ देखि आ.व. २०७७/०७८ सम्म)
नेपालमा आन्तरिक बिक्री	१३.३६%	१४.०५%	६.९६%
निर्यात	(५८.८८)%	२,४३४.५५%	९६.६९%

ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको विवरणहरूको विश्लेषण गर्दा प्रक्षेपण गरिएको विद्युत बिक्री युनिट विगत ४ (चार) वर्ष (आ.व. २०७४/०७५ देखि आ.व. २०७७/०७८) सम्मको चक्रिय वार्षिक वृद्धि दरभन्दा चार (४) गुणाभन्दा बढी भएको देखिएकोले सो प्रक्षेपणको औचित्य पुष्टि गर्ने विवरण आयोगले ने.वि.प्रा.सँग माग गरेकोमा ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ को विद्युत बिक्री प्रक्षेपण गर्दा थप नयाँ ग्राहक करिब ४ लाखले बढ्ने अनुमान रहेको, आ.व. २०७६/०७७ र आ.व. २०७७/०७८ मा कोभिड-१९ को लकडाउनको

कारण उक्त वर्षहरूमा प्रक्षेपण गरिएअनुसार ग्राहक सङ्ख्या बढ्न नसकेको र उद्योग कलकारखाना पनि प्रक्षेपण गरिएअनुसारले सञ्चालन हुन नसकेको भए तापनि आ.व. २०७८/०७९ मा मुलुकको अर्थ व्यवस्था पूर्ण रूपमा चलायमान हुने अनुमान र नयाँ ग्राहकको सङ्ख्या पनि थपिने अनुपातको ऊर्जा माग बढ्ने आधारमा विद्युत खपत वृद्धिको प्रक्षेपण गरिएको भन्ने प्रतिउत्तर पेस गरेको छ।

विगतमा विद्युतको माग व्यवस्थापन गर्न भारतबाट ठूलो मात्रामा विद्युत आयात गरिरहेको नेपालमा हाल मौसमी रूपमा विद्युतको मागभन्दा अधिक उत्पादन (Energy Surplus) हुँदै गएको स्थितिमा विद्युतको उपलब्धताको सुनिश्चितताले गर्दा विगतमा भन्दा अधिक विद्युत खपत हुने अनुमान गर्न सकिन्छ। यसका अतिरिक्त, नेपालका सबै घरधुरीहरूमा केन्द्रिय प्रसारण ग्रिडको पहुँच स्थापित हुने क्रम बढ्दो भएकाले विद्युत खपत एवम् बिक्रीको परिमाण बढ्ने देखिन्छ। नेपाल र भारत बीच क्रमशः सुदृढ हुँदै गइरहेको प्रसारण संरचना र नेपालमा अन्तरिक रूपमा निर्माण भइरहेका माथिल्लो भोल्टेजका प्रसारण संरचनाहरूले गर्दा नेपालमा उत्पादित विद्युत भारतमा निर्यात हुन सक्ने सम्भावना देखिन्छ। तसर्थ, आयोगले आ.व. २०७८/०७९ मा ने.वि.प्रा.को ९ अर्ब ४१ करोड १३ लाख ४३ हजार युनिट विद्युत बिक्री हुने प्रक्षेपणलाई स्वीकृत गरेको छ। तथापि, विद्यमान नोभेल कोरोनाभाइरस (कोभिड-१९) को महामारी पूर्ण रूपमा नियन्त्रण भई नसकेकोले माग तथा आपूर्तिको सन्तुलनमा पर्न सक्ने प्रभावका बारेमा आयोग सजग रहेको छ र यसबाट परेको असरलाई अर्को विद्युत महसुल निर्धारण गर्दा समायोजन गरिने छ।

तालिका ४: आयोगद्वारा स्वीकृत उपभोक्ता वर्गअनुसारको बिक्री युनिट

किलोवाट-घण्टा (युनिट) हजारमा

क्र. सं.	उपभोक्ता वर्ग	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण गरिएको) बिक्री	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) बिक्री	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित) बिक्री	आ.व. २०७८/०७९ (आयोगद्वारा समायोजित) बिक्री
१.	ग्राहस्थ	२,८५२,०००	३,१३८,०००	३,६८६,५३७	३,६८६,५३७
२.	गैह्र व्यापारिक	१९०,०००	२०४,०००	२४६,१०२	२४६,१०२
३.	व्यापारिक	४८७,०००	५११,०००	६२९,६६९	६२९,६६९
४.	औद्योगिक	२,३०१,०००	२,८१६,०००	२,९७३,८११	२,९७३,८११
५.	खानेपानी	१०५,७५१	१२१,४४०	१३७,५५८	१३७,५५८
६.	सिंचाई	७६,२४९	८७,५६०	९९,१८२	९९,१८२
७.	सडक बत्ती	८४,०००	८८,०००	१०७,९५६	१०७,९५६
८.	अस्थायी कनेक्सन	३,०००	४,०००	४,१९७	४,१९७
९.	यातायात	३,०००	२,०००	३,९३२	३,९३२
१०.	धार्मिक स्थल (साबिक मन्दिर वर्ग)	८,०००	८,०००	१०,१४४	१०,१४४
११.	गैह्र ग्राहस्थ	१५१,०००	११६,०००	१९५,४८८	१९५,४८८
१२.	मनोरञ्जन व्यवसाय	५,०००	४,०००	६,६१८	६,६१८
१३.	सामुदायिक थोक उपभोक्ता	१५१,०००	१७४,०००	१९४,९४९	१९४,९४९
१४.	निर्यात	१०७,०००	४४,०००	१,११५,२००	१,११५,२००
	जम्मा	६,५२४,०००	७,३१८,०००	९,४११,३४३	९,४११,३४३

२.२. आफ्ना आयोजनाबाट उत्पादन

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा आफ्ना विद्युत उत्पादन केन्द्रहरूबाट ३ अर्ब ११ करोड ६२ लाख ४१ हजार किलोवाट-घण्टा बराबरको विद्युत उत्पादन हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, आ.व. २०७७/०७८ तथा आ.व. २०७८/०७९ को आफ्ना आयोजनाबाट हुने विद्युत उत्पादनको विवरण देहायबमोजिम रहेको छ :

तालिका ५: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित आफ्ना आयोजनाबाट हुने विद्युत उत्पादन

किलोवाट-घण्टा (युनिट) हजारमा

क.सं.	विवरण	उत्पादन केन्द्रको प्रकार	क्षमता (मे.वा.)	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण गरिएको) उत्पादन	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) उत्पादन	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित) उत्पादन
१.	काली गण्डकी ए	जलविद्युत	१४४	८७४,४७०	८१७,७१३	८८४,५०८
२.	मध्य मर्स्याङ्दी	जलविद्युत	७०	४४९,६२८	३९८,८४६	४५२,३०१
३.	मर्स्याङ्दी	जलविद्युत	६९	४४६,८५६	३९८,९२०	४६५,२२०
४.	अपर त्रिशुली ३ ए	जलविद्युत	६०	४१०,५५५	३१४,७६८	४८३,७६०
५.	कुलेखानी-पहिलो	जलविद्युत	६०	१६५,९७६	१९५,१५७	१०५,५६९
६.	कुलेखानी-दोस्रो	जलविद्युत	३२	८४,४८७	९५,२२९	५७,९०४
७.	चमेलिया	जलविद्युत	३०	१६३,८१५	१५१,२४७	१७०,०७९
८.	त्रिशुली	जलविद्युत	२४	१३१,९७७	१२१,२११	१४०,९६०
९.	गण्डक	जलविद्युत	१५	१०,३३८	१२,१२३	३०,७५४
१०.	मोदी खोला	जलविद्युत	१४.८	६९,९१७	६०,४७१	७१,५४१
११.	देविघाट	जलविद्युत	१५	९५,०५७	८५,४२९	९७,८५८
१२.	कुलेखानी-तेस्रो	जलविद्युत	१४	-	३५,५६५	२५,३३३
१३.	सुनकोशी	जलविद्युत	१०.०५	६२,२४५	५५,९१७	६३,६८२
१४.	इलाम (पुवा खोला)	जलविद्युत	६.२	३४,९१५	३४,४७७	३७,४४७
१५.	चतरा	जलविद्युत	३.२	१,८२२	३,३५२	४,३६०
१६.	पनौती	जलविद्युत	२.४	२,८८७	२,९४८	३,१८६
१७.	फेवा र सेती	जलविद्युत	२.५	१३,२८५	१३,५३३	१४,६८६
१८.	सुन्दरीजल	जलविद्युत	०.९७	२,८१५	३,९२२	७,०९३
१९.	फर्पिङ्ग	जलविद्युत	०.५	-	-	-
२०.	मल्टी फ्युल प्लान्ट	थर्मल	३९	३	-	-
२१.	हेटौंडा डिजेल प्लान्ट	थर्मल	१४.४१	५७	५४	-
२२.	उत्पादन निर्देशनालय		०.००	-	-	-
	जम्मा		६२७.०३	३,०२१,१०२	२,८००,८८३	३,११६,२४१

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको निवेदनमा प्रत्येक आयोजनाहरूको विस्तृत विवरण तथा लागतको विस्तृत विवरण उपलब्ध छैन। यसै गरी, निर्देशिकाको अनुसूची-४ को Form CTF 5: Expenditure for Operating NEA's Own Plant अनुरूप प्रक्षेपणको आधारहरू (Logics for Projection) समेत प्रस्तुत गरिएको छैन। अन्तर्राष्ट्रिय स्तरमा प्रचलित नियामकीय अभ्यास हेर्ने हो भने सामान्यतया महसुलसम्बन्धी प्रस्ताव पेस गर्दा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले आफ्ना उत्पादन केन्द्रबाट उत्पादन हुने विद्युतको प्रक्षेपणसहित सो प्रक्षेपणका आधार र हरेक उत्पादन केन्द्रसँग सम्बन्धित विस्तृत जानकारी (Supporting Documents) संलग्न गरी नियामकीय निकायसमक्ष बुझाउने प्रचलन रहेको पाइन्छ। यस अवधारणालाई विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६ ले पनि समेटी प्रामाण सहित प्रक्षेपणको आधार प्रस्तुत गर्नुपर्ने दायित्व ने.वि.प्रा.मा रहेको छ।

ने.वि.प्रा.का आफ्ना उत्पादन केन्द्रहरूको Plant Load Factor को तुलना गर्ने हो भने आ.व. २०७४/०७५, २०७५/०७६, २०७६/०७७ र २०७७/०७८ मा समग्रमा आयोजनाको वार्षिक औसत Plant Load Factor क्रमशः ४७.४४%, ४७.३६%, ५६.३०% तथा ५१.०३% रहेको छ। यसअनुसार पछिल्लो ४ (चार) वर्षको औसत Plant Load Factor ५०.५३% हुन आउँछ। उक्त उत्पादन केन्द्रहरूको आ.व. २०७४/०७५, २०७५/०७६, २०७६/०७७ र २०७७/०७८ को औसत Plant Load Factor को आधारमा आ.व. २०७८/०७९ को विद्युत उत्पादन गणना गर्दा कुल विद्युत उत्पादन २ अर्ब ८४ करोड ७४ लाख ८० हजार किलोवाट-घण्टा हुने देखिन्छ। तथापि, पछिल्ला २ (दुई) आर्थिक वर्षमा कोभिड-१९ को महामारीका कारणले ने.वि.प्रा.ले आफ्नो योजनाअनुसार विद्युत उत्पादन केन्द्रहरूको मर्मतसम्भार गर्न नसकेको र आ.व. २०७८/०७९ मा ती विद्युत उत्पादन केन्द्रहरूको मर्मतसम्भार

गरिएपश्चात् केही हदसम्म Plant Load Factor बढ्ने पक्षलाई मध्यनजर गर्दै तथा प्रक्षेपणका आधारहरू एवम् विस्तृत जानकारी उपलब्ध नभएका कारण आयोगले ने.वि.प्रा.का विद्युत उत्पादन केन्द्रहरूबाट उत्पादन हुने विद्युतको परिमाण समायोजन गर्न पर्याप्त आधारहरू नभएकाले आयोगले यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनको लागि ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा आफ्ना उत्पादन केन्द्रहरूबाट उत्पादन गर्ने विद्युतको परिमाण ने.वि.प्रा.ले प्रक्षेपण गरेअनुसारको ३ अर्ब ११ करोड ६२ लाख ४१ हजार किलोवाट-घण्टा स्वीकृत गरेको छ।

२.३. विद्युत खरिद

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकबाट उत्पादित र भारतबाट आयात हुने गरी जम्मा ८ अर्ब ७ करोड ५२ लाख ५० हजार किलोवाट-घण्टा बराबरको विद्युत खरिद गर्न रु. ५० अर्ब ४१ करोड ८४ लाख १४ हजार आवश्यक पर्ने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, २०७७/०७८ तथा २०७८/०७९ को स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकबाट खरिद गरिने तथा भारतबाट आयात गरिने विद्युत खरिदको परिमाण तथा रकमको संक्षिप्त व्यहोरा देहायबमोजिम रहेको छ :

<u>तालिका ६: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित विद्युत खरिद</u>

विद्युत खरिदको स्रोत	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण गरिएको)		आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)		आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)	
	खरिद (किलोवाट-घण्टाः युनिट हजारमा)	रकम (रु. हजारमा)	खरिद (किलोवाट-घण्टाः युनिट हजारमा)	रकम (रु. हजारमा)	खरिद (किलोवाट-घण्टाः युनिट हजारमा)	रकम (रु. हजारमा)
स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादक	२,९९१,००१	२१,६९५,०१२	३,२३९,२०१	२०,०६६,३११	६,५०३,०१७	३८,०१६,५६५
आयात	१,७२९,०००	१३,४२५,२६१	२,८२६,२०९	२१,३९४,४८५	१,५७२,२३३	१२,४०१,८४९
जम्मा	४,७२०,००१	३५,१२०,२७३	६,०६५,४१०	४१,४६०,७९६	८,०७५,२५०	५०,४१८,४१४

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

अन्तर्राष्ट्रिय स्तरमा प्रचलित नियामकीय अभ्यास हेर्ने हो भने सामान्यतया उपभोक्ता महसुलसम्बन्धी प्रस्ताव पेस गर्दा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले प्रत्येक स्रोतबाट खरिद गर्ने विद्युतको परिमाण तथा रकमसम्बन्धी विस्तृत जानकारी संलग्न गरी नियामकीय निकायसमक्ष बुझाउने प्रचलन रहेको हुन्छ। यस अवधारणालाई विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६ समेतले प्रमाण सहित प्रक्षेपणको आधार प्रस्तुत गर्नुपर्ने दायित्व ने.वि.प्रा.मा रहेको छ। साधारणतया देशभित्रका स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूबाट खरिद गरिने विद्युतको परिमाण तथा लागतको हकमा ने.वि.प्रा. र प्रत्येक विद्युत उत्पादन गर्ने आयोजनाहरूबीच कायम भएको विद्युत खरिद सम्झौताको परिधिभित्र रही सोहीअनुसारको खरिद परिमाण आयोगले स्वीकृत गर्दछ। ने.वि.प्रा.ले नेपालका अन्य अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिबाट खरिद गर्ने विद्युत सबैजसो "टेक अर पे" प्रकारका दीर्घकालीन विद्युत खरिद सम्झौताअन्तर्गत हुने भएकाले सबै आयोजनाबाट कुन परिमाणमा कति विद्युत खपत हुन्छ भन्ने सम्बन्धमा जानकारी सङ्कलन गरी आयोगसमक्ष पेस गर्न जटिल नहुने देखिए तापनि ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको निवेदनमा प्रत्येक आयोजनाहरूसँग कायम गरिएका विद्युत खरिद सम्झौता तथा तिनले सृजना गर्ने दायित्वको पूर्ण विवरण पेस गरेको छैन।

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ का लागि देशभित्रका स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूबाट खरिद गर्ने विद्युतको परिमाण ६ अर्ब ५० करोड ३० लाख १७ हजार किलोवाट-घण्टा प्रक्षेपण गरेको छ। यो आ.व. २०७७/०७८ को अपरिष्कृत विद्युत खरिदको परिमाणको दुई (२) गुणा हुन आउँछ। आ.व. २०७८/०७९ मा अपर तामाकोशी जलविद्युत आयोजनालगायतका अन्य नयाँ आयोजनाबाट विद्युत खरिद बढेको हुनाले आन्तरिक विद्युत उत्पादनमा अधिक वृद्धि भएको देखिन्छ। आ.व. २०७८/०७९ मा खरिद गरिने विद्युतको परिमाण दोब्बर भए तापनि

ने.वि.प्रा.ले सोबापतको विद्युत खरिद खर्च भने आ.व. २०७७/०७८ को ८९.४५% ले मात्र बढ्ने प्रक्षेपण गरेको छ। आ.व. २०७८/०७९ मा अपर तामाकोशी जलविद्युत आयोजनाबाट मात्रै रु. ८ अर्ब ५ करोड ४३ लाख बराबरको १ अर्ब ८९ करोड ३ लाख ३७ हजार किलोवाट-घण्टा विद्युत खरिद गरिने प्रक्षेपण छ।

आयोगसमक्ष पेस गरेको विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारणसम्बन्धी प्रस्तावमा ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा हिमाल पावर लिमिटेडद्वारा प्रवर्द्धित खिम्ती-१ जलविद्युत आयोजनाबाट रु. १ अर्ब ४९ करोड ९६ लाख ९१ हजार बराबरको ३७ करोड ४९ लाख २३ हजार किलोवाट-घण्टा विद्युत खरिद गर्ने प्रक्षेपण गरेको छ। मिति २०७७/०६/०४ (सन् २०२० सेप्टेम्बर २८) मा ने.वि.प्रा. एवम् हिमाल पावर लिमिटेडबीच सम्पन्न खिम्ती-१ जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिदसम्बन्धी अन्तरिम सम्झौतामा ने.वि.प्रा.ले उक्त आयोजनाबाट विद्युत खरिद गरेबापत विद्युत खरिदबिक्री दर निर्धारण नभएसम्मको अन्तरिम समयावधिको लागि रु. २ प्रति किलोवाट-घण्टा कायम गर्ने र विद्युत खरिदबिक्री दर निर्धारण भएपश्चात् सोही दरअनुसार हिसाब फछ्यौंट गर्ने उल्लेख गरिएको भए तापनि यस प्रस्तावमा भने खिम्ती-१ जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद गर्न रु. ४ प्रति किलोवाट-घण्टा माग गरिएको छ। हालको अवस्थामा अन्तरिम दर (रु. २ प्रति किलोवाट-घण्टा) नै कायम रहेको र भविष्यमा उक्त आयोजनाको विद्युत खरिदबिक्री दर निर्धारण भएपश्चात् मिति २०७७/०३/२७ देखि लागू हुने गरी सोही दरअनुसारले उक्त आयोजनाबाट खरिद गरिएको सम्पूर्ण विद्युतबापतको रकम फछ्यौंट गर्नुपर्ने पक्षप्रति आयोग सजग रहेको छ। तसर्थ, ने.वि.प्रा.ले रु. २ प्रति किलोवाट-घण्टाको अतिरिक्त अन्य रकम उक्त आयोजनालाई तत्काल बुझाउनु नपर्ने भएकाले आ.व. २०७८/०७९ मा खिम्ती-१ जलविद्युत आयोजनाबाट ३७ करोड ४९ लाख २३ हजार किलोवाट-घण्टा विद्युत खरिद गरेबापत रु. २ प्रति किलोवाट-घण्टाको दरले भुक्तानी दिने गरी

रु. ७४ करोड ९८ लाख ४५ हजार मात्र स्वीकृत गरेको छ। तथापि, आगामी दिनमा उक्त आयोजनाको विद्युत खरिदबिक्री दर निर्धारण भएपश्चात् रु. २ प्रति किलोवाट-घण्टा भन्दा अधिक तिर्नुपरेको खण्डमा ने.वि.प्रा.को त्यस आर्थिक वर्षको विद्युत खरिदबिक्रीबापतको खर्च अत्याधिक बढ्न गई विद्युत उपभोक्ता महसुल असामान्य रूपमा बढी हुन नदिन अहिलेदेखि नै निश्चित रकमको व्यवस्था गर्नुपर्ने भएका कारण अतिरिक्त रु. २ प्रति किलोवाट-घण्टाको दरले हुन आउने रकम रु. ७४ करोड ९८ लाख ४५ हजार मात्र "अन्य व्यवस्था" अन्तर्गत स्वीकृत गरेको छ। यसका अतिरिक्त आयोगले अन्य आयोजनाबाट खरिद गर्ने विद्युतको परिमाण तथा तत् तत् आयोजनाबाट विद्युत खरिद गरेबापतको रकम ने.वि.प्रा.ले प्रस्ताव गरेअनुसार नै स्वीकृत गरेको छ।

यसरी समग्रमा आयोगले ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा आन्तरिक रूपमा खरिद गर्ने विद्युतको परिमाण तथा लागत क्रमशः ६ अर्ब ५० करोड ३० लाख १७ हजार किलोवाट-घण्टा तथा रु. ३७ अर्ब २६ करोड ६७ लाख २० हजार स्वीकृत गरेको छ।

ने.वि.प्रा.ले भारतबाट आयात गर्ने विभिन्न विद्युत बिक्रीकर्तासँग कायम गरिएका विद्युत खरिदबिक्री सम्झौताको प्रति पेस गरिएको छैन र प्रक्षेपणका आधारहरूसमेत पेस गरेको छैन। जसले गर्दा विद्युत आयात गरिने प्रत्येक विद्युत बिक्रीकर्तासँगको न्यूनतम दायित्वलगायतको विश्लेषण गर्न कठिन भएको छ। ने.वि.प्रा.को उपभोक्ता महसुल निर्धारणसम्बन्धी प्रस्तावमा आ.व. २०७७/०७८ मा रु. २१ अर्ब ३९ करोड ४४ लाख ८५ हजार बराबरको २ अर्ब ८२ करोड ६२ लाख ९ हजार किलोवाट-घण्टा विद्युत खरिद गरिएको छ भने आ.व. २०७८/०७९ मा रु. १२ अर्ब ४० करोड १८ लाख ४९ हजार बराबरको १ अर्ब ५७ करोड २२ लाख ३३ हजार किलोवाट-घण्टा विद्युत खरिद गर्ने प्रक्षेपण गरिएको छ। आ.व. २०७८/०७९ मा अपर तामाकोशी जलविद्युत आयोजनाले व्यापारिक उत्पादन सुरु गर्ने र

स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूले निर्माण गरिरहेका अन्य आयोजनासमेत राष्ट्रिय प्रणालीमा जोडिने भएकाले गत वर्षको तुलनामा यस वर्ष आयातित विद्युतको परिमाण एवम् सोको खरिदबापतको खर्च घटेर जाने अनुमान गरिएको देखिन्छ।

आयोगले स्वीकृत गरेको आ.व. २०७८/०७९ मा नेपालबाट आन्तरिक रूपमा खरिद गर्ने विद्युतको परिमाण, ने.वि.प्रा.ले Form CTF 5: Yearly Expenditure for Operating Own Plants (Except Employee Cost and Depreciation) मा उल्लेख गरेको आ.व. २०७८/०७९ मा ने.वि.प्रा.को आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युतको परिमाण, ने.वि.प्रा.को निर्यातसहितको कुल प्रक्षेपित बिक्री युनिटलाई आधार मानी कुल आवश्यक विद्युतको गणना गर्दा आयातमा ७६ लाख ५३ हजार किलोवाट-घण्टा कम हुने देखिएकाले आ.व. २०७८/०७९ मा ने.वि.प्रा.ले आयात गर्नुपर्ने विद्युतको परिमाण १ अर्ब ५६ करोड ४५ लाख ८० हजार किलोवाट-घण्टा मात्र स्वीकृत गरिएको छ। आ.व. २०७८/०७९ मा आयात गरिने विद्युतको परिमाणमा कमी हुँदा घट्न आउने विद्युत खरिदबापतको रकम गणना गर्ने प्रयोजनको लागि ने.वि.प्रा.ले विद्युत आयातका लागि प्रक्षेपण गरेको विद्युतको औसत खरिदबिक्री दर रु. ७.८९ लाई आधारमा मानी विद्युत आयातबापतको रकममा समायोजन गरिएको छ। सोहीअनुसार आयोगले विद्युत आयातबापतको खर्च रु. १२ अर्ब ३४ करोड ३३ लाख १९ हजार मात्र स्वीकृत गरेको छ।

तालिका ७: आयोगद्वारा स्वीकृत विद्युत खरिद

विद्युत खरिदको स्रोत	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण गरिएको)		आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)		आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)		आ.व. २०७८/०७९ (समायोजित)	
	खरिद (किलोवाट-घण्टाः युनिट हजारमा)	रकम (रु. हजारमा)	खरिद (किलोवाट-घण्टाः युनिट हजारमा)	रकम (रु. हजारमा)	खरिद (किलोवाट-घण्टाः युनिट हजारमा)	रकम (रु. हजारमा)	खरिद (किलोवाट-घण्टाः युनिट हजारमा)	रकम (रु. हजारमा)
स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादक	२,९९१,००१	२१,६९५,०१२	३,२३९,२०१	२०,०६६,३११	६,५०३,०१७	३८,०१६,५६५	६,५०३,०१७	३७,२६६,७२०
आयात	१,७२९,०००	१३,४२५,२६१	२,८२६,२०९	२१,३९४,४८५	१,५७२,२३३	१२,४०१,८४९	१,५६४,५८०	१२,३४३,३१९
जम्मा	४,७२०,००१	३५,१२०,२७३	६,०६५,४१०	४१,४६०,७९६	८,०७५,२५०	५०,४१८,४१४	८,०६७,५९७	४९,६१०,०३९

२.४. विद्युत ऊर्जाको स्रोत तथा उपलब्धता

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा हुने अनुमानित विद्युत बिक्रीका लागि आवश्यक विद्युतको परिमाण ११ अर्ब १८ करोड ४० लाख किलोवाट-घण्टा हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, २०७७/०७८ तथा २०७८/०७९ को ऊर्जाको स्रोत र उपलब्धता (Energy Availability) को विवरण देहायबमोजिम रहेको छः

तालिका ८: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित विद्युत ऊर्जाको स्रोत तथा उपलब्धता

क.सं.	विवरण	युनिट	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण भएको)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)
१	आफ्ना आयोजनाबाट उत्पादन	किलोवाट-घण्टा (दश लाखमा)	३,०२१.०६	२,८१०.७९	३,१०९
२	विद्युत खरिद		२,९९१	३,२४१	६,५०३
३	आयातित विद्युत		१,७२९	२,८२६.२१	१,५७२
४	**कुल उपलब्ध विद्युत**		७,७४१.०६	८,८७८	११,१८४
५	आन्तरिक खपत	किलोवाट-घण्टा (दश लाखमा)	३०	३४	३९
६	विद्युत प्रणालीमा हुने क्षति	प्रतिशत	१५.२७	१७.१८	१५.५०

क.सं.	विवरण	युनिट	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण भएको)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)
७	विद्युत प्रणालीमा हुने क्षति युनिट	किलोवाट-घण्टा (दश लाखमा)	१,१८२.०६	१,५२५.२४	१,७३३.५२
८	बिक्री	किलोवाट-घण्टा (दश लाखमा)	६,५२९	७,३१८.७६	९,४११.४८

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा कुल उपलब्ध विद्युतको परिमाण ११ अर्ब १८ करोड ४० लाख किलोवाट-घण्टा र कुल क्षति १ अर्ब ७३ करोड ३५ लाख २० हजार किलोवाट-घण्टा हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले पछिल्लो पटक क्षतिसम्बन्धी जानकारी पेस गर्दा निर्देशिकाबमोजिमको ढाँचामा जानकारी पेस गरेको छैन। ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७८/०७९ को बजेटमा ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा निजी खपत (स्टेसनसमेत) को रूपमा ३९ हजार किलोवाट-घण्टा हुने उल्लेख गरिएको छ। तथापि, ने.वि.प्रा.ले गणना गरेको क्षति (Loss) को परिमाण १ अर्ब ७३ करोड ३५ लाख २० हजार किलोवाट-घण्टामा निजी खपतलाई समावेश गरिएको छैन।

कुल उपलब्ध ऊर्जा र बिक्री विद्युतको परिमाणको अन्तर गणना गर्दा प्राप्त शेष परिमाणले कुल क्षति र आन्तरिक खपत (स्टेसनसमेत) को योगफललाई प्रतिनिधित्व गर्दछ तर ने.वि.प्रा.ले उल्लेख गरेको क्षतिको प्रतिशतमा आन्तरिक खपत समावेश गरिएको छैन। यसरी ने.वि.प्रा.को आन्तरिक खपतलाई क्षतिको रूपमा नलिंदा ने.वि.प्रा.का सबस्टेसन एवम् कार्यालयहरूमा हुन सक्ने अनावश्यक विद्युतको खपतमा कमी ल्याउन एवम् ऊर्जा दक्षता बढाउन तर्फ प्रेरित गर्न नसकिने भएका कारण आगामी दिनमा क्षतिको गणना गर्दा ने.वि.प्रा.को आन्तरिक खपतलाई पनि क्षति सरह नै मानी कुल क्षति गणना गर्नुपर्ने आवश्यकता देखिन्छ। साथै, क्षतिको गणना

गर्दा निर्देशिकाबमोजिमको ढाँचामा प्रसारण क्षति र वितरण क्षतिको प्रतिशत तथा परिमाण उल्लेख गर्नुपर्ने देखिन्छ।

महसुलसम्बन्धी प्रस्तावमा ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ आफ्ना उत्पादन केन्द्रहरूबाट उत्पादन हुने विद्युतको परिमाण सम्बन्धमा Form CTF 5: Yearly Expenditure for Operating Own Plant (Except Employee Cost and Depreciation) र Form CTF 15: Source and Usage of Energy मा उल्लेख गरेको परिमाणमा भिन्नता पाइएको छ। Form CTF 5: Yearly Expenditure for Operating Own Plant (Except Employee Cost and Depreciation) मा आ.व. २०७८/०७९ मा आफ्ना आयोजनाहरूबाट उत्पादन हुने विद्युतको परिमाण ३ अर्ब ११ करोड ६२ लाख ४१ हजार किलोवाट-घण्टा हुने उल्लेख गरिएको छ भने Form CTF 15: Source and Usage of Energy मा सो परिमाण ३ अर्ब १० करोड ९० लाख किलोवाट-घण्टा हुने उल्लेख गरिएको छ। तसर्थ, विद्युत ऊर्जाको स्रोत तथा उपलब्धताको गणनाका लागि आयोगले Form CTF 5: Yearly Expenditure for Operating Own Plant (Except Employee Cost and Depreciation) मा उल्लेख भएबमोजिमको आ.व. २०७८/०७९ मा ने.वि.प्रा.को आफ्ना उत्पादन केन्द्रहरूबाट हुने उत्पादनमा उल्लेखित विद्युत उत्पादनको प्रक्षेपणअनुसारको ३ अर्ब ११ करोड ६२ लाख ४० हजार किलोवाट-घण्टालाई स्वीकृत गरेको छ। यसअनुसार समायोजन गर्दा ने.वि.प्रा.को आफ्ना उत्पादन केन्द्रहरूबाट उत्पादन हुने विद्युतको परिमाण ने.वि.प्रा.ले प्रक्षेपण गरेको भन्दा बढ्ने देखिन्छ।

आयोगले स्वीकृत गरेको ने.वि.प्रा.को आफ्ना उत्पादन केन्द्रहरूबाट उत्पादन हुने विद्युतको परिमाण ३ अर्ब ११ करोड ६२ लाख ४१ हजार किलोवाट-घण्टा, ने.वि.प्रा.ले नेपालभित्रबाट खरिद गर्ने विद्युतको परिमाण ६ अर्ब ५० करोड ३० लाख २० हजार किलोवाट-घण्टा, विद्युत निर्यातको परिमाण १ अर्ब ११ करोड ५२ लाख किलोवाट-घण्टा, निर्यातबाहेकको विद्युत

बिक्रीको परिमाण ८ अर्ब २९ करोड ६१ लाख ४३ हजार किलोवाट-घण्टा, ने.वि.प्रा.ले प्रक्षेपण गरेअनुसार कुल उपलब्ध विद्युतको १५.५०% को हिसाबले विद्युत प्रणालीमा हुने क्षतिको परिमाण १ अर्ब ७३ करोड ३४ लाख ९५ हजार किलोवाट-घण्टा, ने.वि.प्रा.को विद्युत प्रणालीको आन्तरिक खपतबापतको विद्युतको परिमाण ३ करोड ९० लाख किलोवाट-घण्टाको आधारमा गणना गर्दा आ.व. २०७८/०७९ मा ने.वि.प्रा.को प्रणालीमा ११ अर्ब १८ करोड ३८ लाख ३८ हजार किलोवाट-घण्टा विद्युत आवश्यक पर्ने र १ अर्ब ५६ करोड ४५ लाख ८० हजार किलोवाट-घण्टा विद्युत आयात गर्नुपर्ने देखिएकोले सोहीअनुसारको विद्युत आयातको परिमाण स्वीकृत गरिएको छ।

यसका अतिरिक्त, ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष Form CTF-15: Source and Usage of Energy पेस गर्दा निर्देशिकामा तोकिएबमोजिमको ढाँचामा विस्तृत विवरण पेस नगरेका कारण आयोगले ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७८/७९ को विद्युत ऊर्जाको स्रोत तथा उपलब्धता देहायबमोजिम हुने गरी स्वीकृत गरेको छ:

<u>तालिका ९: आयोगद्वारा स्वीकृत विद्युत ऊर्जाको स्रोत तथा उपलब्धता</u>

क.सं.	विवरण	युनिट	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण भएको)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)	आ.व. २०७८/०७९ (आयोगद्वारा स्वीकृत)
१	आफ्ना आयोजनाबाट उत्पादन	किलोवाट-घण्टाः युनिट (दश लाखमा)	३,०२१.०६	२,८१०.७९	३,१०९.००	३,११६.२४
२	विद्युत खरिद		२,९९१.००	३,२४१.००	६,५०३.००	६,५०३.०२
३	आयातित विद्युत		१,७२९.००	२,८२६.२१	१,५७२.००	१,५६४.५८
४	कुल उपलब्ध विद्युत		७,७४१.०६	८,८७८.००	**११,१८४.००**	**११,१८३.८४**
५	आन्तरिक खपत	किलोवाट-घण्टाः युनिट (दश लाखमा)	३०.००	३४.००	३९.००	३९.००
६	विद्युत प्रणालीमा भएको क्षति	प्रतिशत	१५.२७	१७.१८	१५.५०	१५.५०%

क्र.सं.	विवरण	युनिट	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण भएको)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)	आ.व. २०७८/०७९ (आयोगद्वारा स्वीकृत)
७	विद्युत प्रणालीमा भएको क्षति युनिट	किलोवाट-घण्टाः युनिट (दश लाखमा)	१,१८२.०६	१,५२५.२४	१,७३३.५२	१,७३३.४९
८	कुल बिक्री (निर्यात समेत)	किलोवाट-घण्टाः युनिट (दश लाखमा)	६,५२९.००	७,३१८.७६	९,४११.४८	९,४११.३४

२.५. सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा आफ्ना विद्युत उत्पादन केन्द्रको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च रु. ८७ करोड १ लाख ४६ हजार हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, २०७७/०७८ र २०७८/०७९ को आफ्ना विद्युत उत्पादन केन्द्रहरूबाट उत्पादन हुने विद्युतको परिमाण र सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्चको विवरण देहायबमोजिम रहेको छ :

तालिका १०: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित विद्युत उत्पादनसम्बन्धी सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च

क्र. सं.	विवरण	उत्पादन केन्द्रको प्रकार	क्षमता (मेगावाट)	आ.व. २०७६/७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)		आ.व. २०७७/७८ (अपरिष्कृत)		आ.व. २०७८/७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)	
				किलोवाट-घण्टाः युनिट (हजारमा)	खर्च (रु. हजारमा)	किलोवाट-घण्टाः युनिट (हजारमा)	खर्च (रु. हजारमा)	किलोवाट-घण्टाः युनिट (हजारमा)	खर्च (रु. हजारमा)
१	काली गण्डकी "ए"	जलविद्युत	१४४.००	८७४,४७०	२३५,९२६	८१७,७१३	९५,४७५	८८४,५०८	१०६,६६६
२	मध्य मर्स्याङ्दी	जलविद्युत	७०.००	४४९,६२८	८५,१७२	३९८,८४६	६६,२३७	४५२,३०१	८६,६०७
३	मर्स्याङ्दी	जलविद्युत	६९.००	४४६,८५६	५१,५०६	३९८,९२०	९४,३४०	४६५,२२०	१०५,५९३
४	अपर त्रिशुली ३ ए	जलविद्युत	६०.००	४१०,५५५	५,६९४	३१४,७६८	२५,७५८	४८३,७६०	३४,७७३
५	कुलेखानी-पहिलो	जलविद्युत	६०.००	१६५,९७६	१२४,३९६	१९५,१५७	५७,२९६	१०५,५६९	६५,६८५
६	कुलेखानी-दोस्रो	जलविद्युत	३२.००	८४,४८७	२७,०२२	९५,२२९	२६,२४५	५७,९०४	३२,८०७

क्र. सं.	विवरण	उत्पादन केन्द्रको प्रकार	क्षमता (मेगावाट)	आ.व. २०७६/७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)		आ.व. २०७७/७८ (अपरिष्कृत)		आ.व. २०७८/७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)	
				किलोवाट-घण्टा: युनिट (हजारमा)	खर्च (रु. हजारमा)	किलोवाट-घण्टा: युनिट (हजारमा)	खर्च (रु. हजारमा)	किलोवाट-घण्टा: युनिट (हजारमा)	खर्च (रु. हजारमा)
७	चमेलिया	जलविद्युत	३०.००	१६३,८१५	२२,४६३	१५१,२४७	३७,०१२	१७०,०७९	४३,९५९
८	त्रिशुली	जलविद्युत	२४.००	१३१,९७७	६९,९१४	१२१,२११	९८,२९०	१४०,९६०	१०३,६७४
९	गण्डक	जलविद्युत	१५.००	१०,३३८	१४,९३१	१२,१२३	१६,६०८	३०,७५४	२२,७५३
१०	मोदी खोला	जलविद्युत	१४.८०	६९,९१७	२८,९०७	६०,४७१	५६,२९९	७१,५४१	७८,८१८
११	देविघाट	जलविद्युत	१५.००	९५,०५७	४५,८६२	८५,४२९	३१,९७८	९७,८५८	३५,०८९
१२	कुलेखानी-तेस्रो	जलविद्युत	१४.००	-	५,८२९	३५,५६५	७,०३१	२५,३३३	९,७०३
१३	सुनकोशी	जलविद्युत	१०.०५	६२,२४५	७१,९९८	५५,९१७	३९,९२०	६३,६८२	४७,८८४
१४	इलाम (पुवा खोला)	जलविद्युत	६.२०	३४,९१५	४९,१७३	३४,४७७	१८,५८५	३७,४४७	२०,०१९
१५	चतरा	जलविद्युत	३.२०	१,८२२	९,९९४	३,३५२	१०,२७६	४,३६०	१४,२८४
१६	पनौती	जलविद्युत	२.४०	२,८८७	१७,७५०	२,९४८	२१,१९९	३,१८६	२५,७३९
१७	फेवा र सेती	जलविद्युत	२.५०	१३,२८५	१४,८२१	१३,५३३	१६,७१०	१४,६८६	१८,७२३
१८	सुन्दरीजल	जलविद्युत	०.९७	२,८१५	-	३,९२२	-	७,०९३	-
१९	फर्पिङ	जलविद्युत	०.५०	-	-	-	-	-	-
२०	मल्टी फ्युल प्लान्ट	थर्मल	३९.००	३	७,४६४	-	८,०६५	-	१०,४०४
२१	हेटौंडा डिजेल प्लान्ट	थर्मल	१४.४१	५७	६,५८९	५४	५,३६०	-	६,९६८
२२	उत्पादन निर्देशनालय		०.००	-	३७,६५८	-	-	-	-
	जम्मा		६२७.०३	३,०२१,१०२	९३५,०६९	२,८००,८८३	७३२,६८३	३,११६,२४१	८७०,१४६

यसै गरी, ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा प्रसारण प्रणालीको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च रु. १ अर्ब ४२ करोड २६ लाख ४४ हजार हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, आ.व. २०७७/०७८ र आ.व. २०७८/०७९ को प्रसारण प्रणालीको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्चको विवरण देहायबमोजिम रहेको छ :

तालिका ११: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित विद्युत प्रसारणसम्बन्धी सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च

रु. हजारमा

क्र.सं.	विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)
१	प्रसारण, डी.एम.डी. कार्यालय	८०,४१९	५४,४७३	६४,२६२
२	प्रसारण ग्रिड, पूर्वी शाखा, दुहवी	२५,९१५	२२,४०७	२८,०४९
३	प्रसारण ग्रिड, मध्य डिभिजन, हेटौंडा	३४,२१७	२६,७०४	२७,७१६
४	बागमती प्रसारण ग्रिड, काठमाडौं	५९,७९४	५९,१८७	६५,८२१
५	प्रसारण ग्रिड, पश्चिम डिभिजन, बुटवल	२७,७१८	३२,१८०	३४,४०९
६	प्रसारण ग्रिड, मध्यपश्चिम तथा सुदुर पश्चिम शाखा, अत्तरिया	२९,७३१	३८,५२५	४३,९३५
७	प्रसारण ग्रिड, उत्तर पश्चिम शाखा, पोखरा	२५,९५०	३२,०५५	३५,१७७
८	ढल्केवर ग्रिड	४३,९९९	३६,२७५	४३,७२०
९	ग्रिड विकास	-	३०,६६८	३३,८५६
१०	ट्रान्समिसन ह्विलिङ्ग चार्ज	१,०१२,०८५	९४९,८०७	१,०४५,७००
	जम्मा	**१,३३९,८२८**	**१,२८२,२८१**	**१,४२२,६४४**

यसै गरी, ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा वितरण प्रणालीको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च रु. ४ अर्ब ४७ करोड ४५ लाख ७३ हजार हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोग समक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, आ.व. २०७७/०७८ र आ.व. २०७८/०७९ को वितरण प्रणालीको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्चको विवरण देहायबमोजिम रहेको छ:

तालिका १२: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित विद्युत वितरणसम्बन्धी सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च

रु. हजारमा

क्र.सं.	विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)
१	वितरण खर्च (डि.सि.एस.)	५७,१३९	५४,९०५	७१,३७६
२	प्रदेश-१	५८४,४१४	४६८,९८०	७६६,५७२
३	प्रदेश-२	५६६,३६५	४७७,७१५	७१६,२४६
४	बागमती प्रदेश	६४७,६४५	६१९,३७८	९७१,७७३
५	गण्डकी प्रदेश	२८१,७०७	३३७,९८८	४७६,५६३

क्र.सं.	विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)
६	लुम्बिनी प्रदेश	२७२,१९७	२७९,६६७	३४६,७८७
७	कर्णाली प्रदेश	११५,४००	१५७,७८३	२१३,००८
८	सुदूरपश्चिम प्रदेश	२१६,६१६	९५,०१७	३४६,२३०
९	हेटौंडा डिभिजन	१८३,७८९	१८७,५८३	२७७,६२२
१०	नेपालगन्ज डिभिजन	१७१,०६७	१६३,३४८	२३२,३२०
११	ग्रामिण विद्युतीकरण	६,६८०	३८,६७२	५६,०७४
	जम्मा	३,१०३,०१९	२,८८१,०३६	४,४७४,५७३

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

ने.वि.प्रा.ले Form CTF 5: Yearly Expenditure for Operating Own Plant (Except Employee Cost and Depreciation), Form CTF 6: Yearly Expenditure of Transmission line/network (Except Depreciation and Employee Expenses) र Form CTF 7: Yearly Expenditure of Distribution line/network (Except Depreciation and Employee Expenses) को ढाँचावमोजिमको सम्वन्धित खर्चको प्रक्षेपणको आधार पेस गरेको छैन। साथै, ने.वि.प्रा.ले २०७६/०७७ को सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च भनी पेस गरेको खर्चको रकम र ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको सो खर्चको रकममा भिन्नता देखिन्छ।

ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७४/०७५ देखि आ.व. २०७७/०७८ सम्मको उत्पादन केन्द्रको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्चको चक्रिय वार्षिक वृद्धि दर ऋणात्मक ४.३४% भए तापनि ने.वि.प्रा.ले सो खर्च आ.व. २०७७/०७८ को अपरिष्कृत रकमभन्दा आ.व. २०७८/०७९ मा औसतमा १८.७६% ले वृद्धि हुने गरी प्रक्षेपण गरेको देखिन्छ। आ.व. २०७८/०७९ मा हरेक विद्युत उत्पादन केन्द्रको लागि विभिन्न दरमा खर्चको वृद्धि प्रस्ताव गरिए तापनि सम्बन्धित

उत्पादन केन्द्रको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्चमा सो वृद्धि प्रस्ताव गरिनुको कुनै कारण उल्लेख गरिएको छैन। तसर्थ, सोको सम्बन्धमा आयोगले ने.वि.प्रा.सँग थप जानकारी माग गरेकोमा ने.वि.प्रा.ले विद्युत उत्पादन केन्द्रहरूको नियमित मर्मतसम्भारको कार्यको लागि बजेट तर्जुमा गरिएको, विगतमा हुन नसकेका मर्मतसम्भारको कार्यको लागि थप बजेट आवश्यक पर्ने र आ.व. २०७८/०७९ मा २ (दुई) वटा विद्युत उत्पादन केन्द्र थप भएकोले उत्पादन केन्द्रको मर्मतसम्भारका लागि बढी खर्च विनियोजन गरेको उल्लेख गरेको छ। तथापि, यस कारणको पुष्टि गर्ने थप कागजात वा जानकारी पेस गरिएको छैन। उपरोक्त पक्षहरूलाई मध्यनजर गर्दै आयोगले ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७७/०७८ को विद्युत उत्पादन केन्द्रको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भारसम्बन्धी अपरिष्कृत खर्चमा नेपाल राष्ट्र बैंकको वार्षिक प्रतिवेदन अनुसारको आ.व. २०७४/०७५, २०७५/०७६ र २०७६/०७७ को औसत उपभोक्ता मुद्रास्फिती दर ५% ले थप गरी यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनको लागि आ.व. २०७८/०७९ मा ने.वि.प्रा.को विद्युत उत्पादन केन्द्रको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्चबापत रु. ७६ करोड ९३ लाख १८ हजार स्वीकृत गरेको छ। तथापि, वास्तविक खर्च स्वीकृत रकमभन्दा थपघट भएमा सो खर्चको जायजता जाँच गरी यस आ.व. २०७८/०७९ को लागि भविष्यमा True Up गर्दा समायोजन गरिने छ।

यसै गरी, ने.वि.प्रा.ले प्रस्तुत गरेको आ.व. २०७८/०७९ को प्रसारण लाइनको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्चको हकमा १० उपशीर्षकमा विभाजन गरी ३.७९% देखि अधिकतम २५.१८% सम्मको वृद्धि हुने गरी आ.व. २०७७/०७८ को खर्चमा औसत १०.९५% ले वृद्धि हुने प्रक्षेपण गरेको भए तापनि उक्त प्रक्षेपणलाई पुष्टि गर्ने जानकारी पेस गरिएको छैन। यसको सम्बन्धमा आयोगले ने.वि.प्रा.सँग थप विवरण मागेकोमा ने.वि.प्रा.ले प्रसारणको सञ्जाल वृद्धि भएसँगै यसको मर्मतसम्भारमा आवश्यक पर्ने रकम सोहीबमोजिम व्यवस्था गरिएको र

आ.व. २०७७/७८ को तुलनामा २०७८/७९ मा प्रसारण लाइन निर्माण, क्षमता वृद्धि/सुधार आदि जस्ता थप कार्य गराउनुपर्ने भएकाले बजेट बढ्न गएको व्यहोरा उल्लेख गरेको छ। प्रसारण लाइनको क्षमता वृद्धि/सुधार गर्दा यस्तो खर्च सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्चअन्तर्गत समावेश नभई स्थिर सम्पत्तिमा समावेश हुने भए तापनि ने.वि.प्रा.अन्तर्गतका प्रसारण लाइनको निर्माण सम्पन्न भई सञ्चालनमा आउने क्रम बढ्दै गएकाले तिनको सञ्चालन र मर्मतसम्भारमा खर्च हुने र पुराना प्रसारण सञ्जालको खर्च मुद्रास्फीतिको दरसँगै बढ्न सक्ने भएकाले आ.व. २०७७/०७८ को अपरिष्कृत खर्चमा नेपाल राष्ट्र बैंकको वार्षिक प्रतिवेदन अनुसारको आ.व. २०७४/०७५, २०७५/०७६ र २०७६/०७७ को औसत उपभोक्ता मुद्रास्फिती दर ५% ले थप गरी यस महसुल निर्धारणको प्रयोजनको लागि रु. १ अर्ब ३४ करोड ६३ लाख ९५ हजार आ.व. २०७८/०७९ को प्रसारण लाइनको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्चको रूपमा स्वीकृत गरिएको छ।

यसै गरी, ने.वि.प्रा.ले वितरण प्रणालीको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्चलाई ११ उपशीर्षकमा विभाजन गरी उक्त उपशीर्षकअन्तर्गतका आ.व. २०७७/७८ को खर्चमा २४% देखि २६४.३९% सम्मको वृद्धि हुने गरी र कुल वितरण प्रणालीको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च औसतमा ५५.३१% ले वृद्धि हुने गरी आ.व. २०७८/०७९ को प्रक्षेपण गरे तापनि सो वृद्धिलाई पुष्टि गर्ने जानकारी पेस गरिएको छैन। आयोगले सो खर्चको प्रक्षेपणको आधारसम्बन्धी थप विवरण माग गरेकोमा ने.वि.प्रा.ले मुलुकमा विद्युतीकरणको अनुपात बढ्दै गई झन्डै ९०% क्षेत्रमा विद्युत विस्तार भएको, नयाँ ग्राहक सङ्ख्या पनि सोही अनुपातमा बढ्दै गएको कारण वितरण तथा ग्राहक सेवा सञ्चालन/सम्भार तर्फ खर्चको अनुपात वृद्धि भएको र विद्युत सेवाको क्षमता विस्तारसँगै ग्राहक सेवातर्फ उल्लेखित रूपमा सुधार गर्न आवश्यक भएकाले सोको लागि प्रक्षेपण गरिएको व्यहोरा उल्लेख गरेको छ। पछिल्लो समयमा वितरण सञ्जालको निर्माण

सम्पन्न भई सञ्चालनमा आउने क्रम बढ्दै गएकाले तिनको सञ्चालन र मर्मतसम्भारको खर्च थप हुने र पुराना वितरण सञ्जालको खर्च मुद्रास्फीतिको दरसँगै बढ्ने, नेपालको कुनै क्षेत्रमा अत्याधिक मर्मतसम्भारको खर्च हुने आदि पक्षलाई मध्यनजर गर्दै कुनै क्षेत्रमा ने.वि.प्रा.ले प्रस्ताव गरेअनुसारको रकम स्वीकृत गरी बाँकी क्षेत्रको हकमा आ.व. २०७७/०७८ को अपरिष्कृत खर्चमा नेपाल राष्ट्र बैंकको वार्षिक प्रतिवेदन अनुसारको आ.व. २०७४/०७५, २०७५/०७६ र २०७६/०७७ को औसत उपभोक्ता मुद्रास्फिती दर ५% ले थप गरी आ.व. २०७७/०७८ को तुलनामा आ.व. २०७८/०७९ मा वितरण सञ्जालबाट बिक्री हुने विद्युतको परिमाणमा भएको वृद्धि दरका आधारमा थप वृद्धि प्रदान गरी यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनको लागि आ.व. २०७८/०७९ को वितरण प्रणालीको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च रु. ४ अर्ब ८ करोड ८ लाख ७१ हजार स्वीकृत गरिएको छ।

उपरोक्त विश्लेषणको आधारमा आयोगले स्वीकृत गरेको विद्युत उत्पादन, प्रसारण तथा वितरण सञ्जालसम्बन्धी सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च निम्नानुसार रहेको छ :

तालिका १३: आयोगद्वारा स्वीकृत सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च

रु. हजारमा

क्र.सं.	विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण भएको)	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा. द्वारा प्रक्षेपित)	आ.व. २०७८/०७९ (आयोगद्वारा स्वीकृत)
१	उत्पादन खर्च	८९७,४११	९३५,०६९	७३२,६८३	८७०,१४६	७६९,३१८
२	प्रसारण खर्च	१,३३९,८२८	१,३३९,८२८	१,२८२,२८१	१,४२२,६४४	१,३४६,३९५
३	वितरण खर्च	३,१०३,२३९	३,१०३,०१९	२,८८१,०३६	४,४७४,५७३	४,०८०,८७१
	जम्मा	५,३४०,४७८	५,३७७,९१६	४,८९६,०००	६,७६७,३६३	६,१९६,५८४

२.६. कर्मचारी खर्च

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा कर्मचारी खर्चबापत रु. १२ अर्ब २६ करोड २१ लाख ७ हजार खर्च हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, आ.व. २०७७/०७८ तथा आ.व. २०७८/०७९ को कर्मचारी खर्चको विवरण देहायबमोजिम रहेको छ:

तालिका १४: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित कर्मचारी खर्च

विवरण	युनिट	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा. द्वारा प्रक्षेपित)
कर्मचारी सङ्ख्या				
उत्पादन	सङ्ख्या	९८८	९२६	१,२३६
प्रसारण	सङ्ख्या	९२६	८६८	१,१५८
वितरण	सङ्ख्या	६,३७९	५,९८२	७,९८०
मिश्रित जिम्मेवारी	सङ्ख्या	६५०	६१०	८१३
जम्मा	**सङ्ख्या**	**८,९४३**	**८,३८६**	**११,१८८**
कर्मचारी खर्च (सेवा निवृत लाभ र निवृत्तिभरण कोषमा योगदान समावेश नगरिएको)				
उत्पादन	रुपैयाँ (हजारमा)	८००,९५८	८०९,८०१	९७३,६९७
प्रसारण	रुपैयाँ (हजारमा)	५८०,२०५	५८६,६१०	७०५,३३५
वितरण	रुपैयाँ (हजारमा)	४,८०६,६९८	४,८५९,७६२	५,८४३,३३३
मिश्रित जिम्मेवारी	रुपैयाँ (हजारमा)	२,०२५,३९४	२,०४७,७५४	२,४६२,२००
जम्मा	**रुपैयाँ (हजारमा)**	**८,२१३,२५६**	**८,३०३,९२७**	**९,९८४,५६४**
कर्मचारी खर्च (सेवा निवृत लाभ)				
उत्पादन	रुपैयाँ (हजारमा)	९८,०३०	९९,११२	११९,१७२
प्रसारण	रुपैयाँ (हजारमा)	२५,९९६	२६,२८३	३१,६०३
वितरण	रुपैयाँ (हजारमा)	७८३,४२६	७९२,०७४	९५२,३८३
मिश्रित जिम्मेवारी	रुपैयाँ (हजारमा)	७२१,६४०	७२९,६०७	८७७,२७३
जम्मा	**रुपैयाँ (हजारमा)**	**१,६२९,०९२**	**१,६४७,०७७**	**१,९८०,४३०**
कर्मचारी खर्च (निवृत्तिभरण कोषमा योगदान)				
उत्पादन	रुपैयाँ (हजारमा)	२२,५३४	२२,७८३	२७,३९४
प्रसारण	रुपैयाँ (हजारमा)	१८,१६२	१८,३६२	२२,०७९

विवरण	युनिट	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा. द्वारा प्रक्षेपित)
वितरण	रुपैयाँ (हजारमा)	१६१.२९६	१६३.०७७	१९६.०८२
मिश्रित जिम्मेवारी	रुपैयाँ (हजारमा)	४२.४११	४२.८७९	५१.५५८
जम्मा	रुपैयाँ (हजारमा)	२४४.४०४	२४७.१०२	२९७.११३
जम्मा योगफल	रुपैयाँ (हजारमा)	१०.०८६.७५३	१०.१९८.१०६	१२.२६२.१०७

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७६/०७७ को कर्मचारीसम्बन्धी खर्च भनी पेस गरेको रकम र ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको कर्मचारीसम्बन्धी खर्चको रकममा भिन्नता देखिएको छ।

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ को कर्मचारीसम्बन्धी खर्च आ.व. २०७७/०७८ भन्दा औसतमा २०.२४% ले वृद्धि हुने प्रक्षेपण गरे तापनि सो प्रक्षेपणसम्बन्धी विस्तृत विवरण पेस नगरेकाले आयोगले सोसम्बन्धी जानकारी माग गरेकोमा ने.वि.प्रा.ले देहायको तालिकाको अतिरिक्त सो तालिकामा उल्लेख गरिएको स्वीकृत दरबन्दीमा रिक्त रहेको पद लोकसेवा आयोगको प्रक्रियाबाट नियमित रूपमा पदपूर्ति हुने गरेको र आ.व. २०७८/०७९ मा रिक्त दरबन्दीका पदपूर्तिको लागि प्रक्रिया सञ्चालन भईसकेको र रिक्त पदहरू नियमित रूपमा पूर्ति हुँदै जाने जानकारी पेस गरेको छ। साथै, आ.व. २०७८/०७९ मा श्रावणदेखि नेपाल सरकारले निजामती कर्मचारीहरूको तलब रु. २,००० को दरले वृद्धि गरेको र कर्मचारीलाई EPR भत्ताको सुविधा उपलब्ध गराउनुपर्ने भएकोले तलब भत्तामा वृद्धि हुने तथा आ.व. २०७८/०७९ मा भएको पदपूर्ति विज्ञापनअनुसार थप नयाँ नियुक्ति हुने भएकाले सो थप हुने सङ्ख्यासमेतका लागि रकम प्रक्षेपण गरिएको जानकारी पेस गरिएको छ।

तालिका १५: ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको कर्मचारीसम्बन्धी दरबन्दी

तह	सेवा	स्वीकृत दरबन्दी			कार्यरत दरबन्दी		
		नियमित	आयोजना	जम्मा	स्थायी	करार/ दै.ज्या.	जम्मा
कार्यकारी निर्देशक		१	०	१	१	०	१
उप-कार्यकारी निर्देशक (तह-१२)		९	०	९	८	०	८
अधिकृत स्तर (तह ६-११)	प्राविधिक	१२५४	११३	१३६७	१०९१	०	१०९१
	प्रशासन	५९०	२३	६१३	५२६	९	५३५
	जम्मा	१८४४	१३६	१९८०	१६१७	९	१६२६
सहायक स्तर (तह १-५)	प्राविधिक	५९१३	०	५९१३	४२०५	६१	४२६६
	प्रशासन	३२८५	०	३२८५	२४३९	४६	२४८५
	जम्मा	९१९८	०	९१९८	६६४४	१०७	६७५१
कुल जम्मा		११०५१	१३६	१११८८	८२७०	११६	८३८६

ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको विवरण यस खर्चको विश्लेषणको लागि पर्याप्त नदेखिएको तथा आ.व. २०७८/०७९ मा २८०२ जना कर्मचारी थप गर्ने भन्ने लक्ष्य राखिएको भए तापनि ४ महिना व्यतित हुँदासमेत निकै न्यून सङ्ख्यामा कर्मचारीको पदपूर्ति भएका कारण यस आ.व.को अन्तिमसम्म लक्ष्यबमोजिमका कर्मचारीको पदपूर्ति हुने सम्भावना न्यून रहेको परिवेशलाई मध्यनजर गर्दै आ.व. २०७८/०७९ मा ने.वि.प्रा.ले १४०० कर्मचारी थप गर्ने तथा ती नयाँ कर्मचारीको ८ महिनाको मात्र तलब तथा भत्ता पूर्णरूपमा व्यहोर्नुपर्ने मान्यता राखी यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनको लागि आयोगले ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७८/०७९ को कर्मचारीसम्बन्धी खर्च रु. ११ अर्ब ८० करोड ८ हजार स्वीकृत गरेको छ।

तालिका १६ः आयोगद्वारा स्वीकृत कर्मचारी खर्च

रु. हजारमा

क्र. सं.	विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण भएको)	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)	आ.व. २०७८/०७९ (आयोगद्वारा स्वीकृत)
१	कर्मचारी खर्च (सेवा निवृत लाभ र निवृत्तिभरण कोषमा योगदान समावेश नगरिएको)		८,२१३,२५६	८,३०३,९२७	९,९८४,५६४	९,५२२,४६५
२	कर्मचारी खर्च (सेवा निवृत लाभ)		१,६२९,०९२	१,६४७,०७७	१,९८०,४३०	१,९८०,४३०
३	कर्मचारी खर्च (निवृत्तिभरण कोषमा योगदान)		२४४,४०४	२४७,१०२	२९७,११३	२९७,११३
	जम्मा	१०,३८३,५९९	१०,०८६,७५३	१०,१९८,१०६	१२,२६२,१०७	११,८००,००८

२.७. प्रधान कार्यालयसम्बन्धी खर्च

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा प्रधान कार्यालयसम्बन्धी खर्च रु. १ अर्ब ४६ करोड ८३ लाख १५ हजार हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, २०७७/०७८ तथा २०७८/०७९ को प्रधान कार्यालयसम्बन्धी खर्चको विवरण देहायबमोजिम रहेको छः

तालिका १७ः ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित प्रधान कार्यालयसम्बन्धी खर्च

रु. हजारमा

क्र. सं.	विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण भएको)	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)
१	प्रधान कार्यालयसम्बन्धी जम्मा खर्च	४२६,३२०	९४४,१२५	७२७,२७७	१,४६८,३१५

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७ को प्रधान कार्यालयसम्बन्धी खर्चको रकम र ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदन अनुसारको प्रधान कार्यालयसम्बन्धी खर्चमा ठूलो भिन्नता देखिएको छ।

ने.वि.प्रा.ले प्रधान कार्यालयसम्बन्धी खर्चमा आ.व. २०७७/०७८ को तुलनामा आ.व. २०७८/०७९ मा १०१.८९% ले वृद्धि हुने प्रक्षेपण गरेको छ। यस खर्चमा विगतका आ.व. २०७६/०७७ र २०७७/०७८ को तुलनामा अस्वभाविक रूपले वृद्धिको प्रक्षेपण गरेकाले आयोगले सो प्रक्षेपणसम्बन्धी थप जानकारी माग गरेकोमा ने.वि.प्रा.ले यस शीर्षकअन्तर्गत प्रधान कार्यालयसँग सम्बन्धित एवम् कार्यालय सञ्चालन/सम्भारसम्बन्धी सामग्री खरिद गर्नको लागि आवश्यक बजेट व्यवस्थापन गर्न आवश्यक खर्च समावेश गरिने, साथै ने.वि.प्रा.अन्तर्गतका वितरण तथा ग्राहक सेवा निर्देशनालय, प्रसारण निर्देशनालय, उत्पादन निर्देशनालय तथा इन्जिनियरिङ्ग सेवा निर्देशनालयअन्तर्गतका विभिन्न वितरण केन्द्र, जलविद्युत केन्द्र तथा ग्रिड कार्यालयहरूमा नियमित कार्यक्रमबाहेकको खर्च पटक पटक सञ्चालक समितिबाट स्वीकृत गराई खर्च गर्न व्यवहारिक कठिनाई हुने भएको, साथै कुनै खर्च सम्बन्धित बजेट केन्द्रहरूमा राख्दा खर्च नियन्त्रण नहुने भएकाले खर्च नियन्त्रण गर्ने उद्देश्यका साथ कार्यकारी निर्देशकबाट यस्ता कार्यक्रमहरूको स्वीकृत गराई खर्च गर्ने प्रयोजनको लागि सञ्चालन, सम्भार तथा पुँजीगत बजेटअन्तर्गतका विभिन्न बजेट खर्च शीर्षकहरूमा भैपरि आउने जगेडाको रूपमासमेत बजेट व्यवस्थापन गर्नुपर्ने भएकाले यो शीर्षकमा आ.व. २०७७/०७८ भन्दा बढी रकम विनियोजन गरिएको भन्ने जानकारी पेस गरेको छ।

ने.वि.प्रा.ले उल्लेखित जानकारी पेस गरेको भए तापनि प्रक्षेपणको आधारहरू तथा यस शीर्षकमा प्रस्तावित अत्याधिक वृद्धिको पुष्टि हुने विवरण पेस नगरेको हुनाले यस महसुल निर्धारण गर्ने

प्रयोजनका लागि आ.व. २०७७/०७८ खर्चमा नेपाल राष्ट्र बैंकको वार्षिक प्रतिवेदन अनुसारको आ.व. २०७४/०७५, २०७५/०७६ र २०७६/०७७ को औसत उपभोक्ता मुद्रास्फिती दर ५% ले थप गरी आ.व. २०७८/०७९ को लागि प्रधान कार्यालयसम्वन्धी खर्च स्वरूप रु. ७६ करोड ३६ लाख ४१ हजार स्वीकृत गरिएको छ।

तालिका १८ः आयोगद्वारा स्वीकृत प्रधान कार्यालयसम्बन्धी खर्च

रु. हजारमा

विवरण	आ.व. २०७६/७७ (लेखापरीक्षण भएको)	आ.व. २०७६/७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)	आ.व. २०७७/७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)	आ.व. २०७८/७९ (आयोगद्वारा स्वीकृत)
प्रधान कार्यालयसम्वन्धी खर्च	४२६,३२०	९४४,१२५	७२७,२७७	१,४६८,३१५	७६३,६४१

२.८. पुँजीगत खर्च तथा स्थिर सम्पत्ति पुँजीकरण

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा रु. १ खर्ब ७१ अर्ब ८० करोड ३४ लाख ८० हजार पुँजीगत खर्च हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, आ.व. २०७७/०७८ तथा आ.व. २०७८/०७९ को पुँजीगत खर्चसम्बन्धी विवरण निम्नानुसार रहेको छ :

तालिका १९ः ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित पुँजीगत खर्च

विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (प्रक्षेपित) रु. हजारमा
जग्गा खरिद	५९१,६३४	७,७८०,८८७	८,१६९,९३२
विद्युतगृह भवन	१९५,२४७	७,१६८,१५७	७,५२६,५६५
कार्यालय भवन	२८८,६५३	२,६१७,१५८	२,७४८,०१६

विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (प्रक्षेपित) रु. हजारमा
आवास भवन	२९३,६४७	२,१३८,५०८	२,२४५,४३३
गोदाम	२५,९३५	१८७,४१७	१९६,७८८
अन्य संरचना	९,४२१,६७९	२,४२७,५८४	२,५४८,९६४
हाइड्रोलिक कार्य	२,६४६,५८७	५८,८०३,५८४	६१,७४३,७६३
हाइड्रोलिक यन्त्र तथा उपकरण	१,०२७,७१२	२६,०७४,३११	२७,३७८,०२७
इन्टर्नल कम्बस्टन यन्त्र तथा उपकरण	९३४,१८०	१०,४७४,७२०	१०,९९८,४५६
प्रसारण लाईन (३३ के.भी. भन्दा माथि)	१९,५८४,५१९	१९,०५१,८५४	२०,००४,४४७
प्रसारण लाईन (३३ के.भी. तथा सो भन्दा कम)	६,६०६,९००	१०,४३५,३७७	१०,९५७,१४६
प्रसारण सबस्टेशन, ट्रान्सफर्मर तथा स्विचगियर	१८,८६२,९२७	२१,४५४,६३२	२२,५२७,३६४
वितरण लाईन (ने.वि.प्रा.)	१,९३९,४३९	४४,६२८,८१३	४६,८६०,२५४
वितरण सबस्टेशन, ट्रान्सफर्मर तथा स्विचगियर	२,६५८,७५७	१२,०१७,६९४	१२,६१८,५७८
सौर्य ऊर्जा उत्पादन यन्त्र	१,७८९,००७	३३,१३४	३४,७९०
मिटर तथा मिटर परिक्षण सामग्री	१०४,८४५	१,१९७,५४९	१,२५७,४२६
उपभोक्ता सेवा	१३,३७९	२८७,६२५	३०२,००६
सार्वजनिक बत्ति तथा ट्राफिक संकेत	२८८,००३	१७३,७२५	१८२,४१२
औजार तथा सामग्री	१३१,२१२	९१९,०८२	९६५,०३६
कार्यशाला यन्त्र तथा समाग्री	२७,८१८	३६०,७७१	३७८,८१०
प्रसारण लाईन (नेपाल सरकारको लगानी भएको)	४००,०९३	-	-
वितरण लाईन (नेपाल सरकारको लगानी भएको)	५,८२७,७४१	-	-
वितरण लाईन (सिंचाई)	४१,१७५	-	-
वितरण लाईन (सार्वजनिक सहभागिता)	१८४,७५८	-	-
फर्निचर तथा फिक्स्चर	७०२	४७९,७१५	५०३,७०१
कार्यलयका उपकरणहरू	२,७८९	१,९७२,४८०	२,०७१,१०४
अन्य सम्पत्ति	१,३१७	२७६,६३२	२९०,४६३
प्रशासनिक खर्चबाट सारिएको पुँजीगत खर्च	७,६१९,१४६	-	-
सम्भाव्यता अध्ययन सम्बन्धी (पुँजीगत खर्च)	१,१३१,१७६	-	-
परामर्श सम्बन्धी खर्च (पुँजीगत खर्च)	४,९०६,०३१	-	-
भन्सार शुल्क	११२,४६३	-	-
वातावरणीय अध्ययनसम्बन्धी खर्च	४२७,६१०	-	-
केन्द्रीय कार्यालयसम्बन्धी खर्च	४३०,७५१	-	-
निर्माण अवधिभरको व्याज खर्च	८,२०५,३८५	-	-
पूर्वाधार विकास खर्च	६८८,००१	-	-
सामाजिक विकास खर्च	२५५,२४१	-	-
निर्माणकार्यको लागि ठेकेदारलाई दिइएको पेश्की	८,२४०,२१२	-	-
समाग्री आपुर्ति गर्न ठेकेदारलाई दिइएको पेश्की	७७९,१४२	-	-

नेपाल विद्युत प्राधिकरणको विद्युत उपभोक्ता महसुल दर निर्धारणसम्बन्धी निर्णयको पूर्णपाठ - २०७८ -- ४४ --

विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (प्रक्षेपित) रु. हजारमा
शेयर	१४२,७०५	-	-
समायोजन	३,५५८,५४९	-	-
सवारीसाधन तथा चलायमान यन्त्रहरू	-	३,४१८,७६२	३,५८९,७००
वायु ऊर्जा उत्पादन केन्द्र तथा उपकरण	-	१०६,७५५	११२,०९३
अचल सम्पत्ति	-	४६,३००	४८,६१५
घटीः प्रावधानहरू	(२८७,९१२)	(७०,९१०,८६६)	(७०,९१०,८६६)
जम्मा	११०,०९९,१६०	१६३,६२२,३६२	१७१,८०३,४८०

यसै गरी, ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा रु. ११ अर्ब ३७ करोड ६२ लाख ९ हजार बराबरको स्थिर सम्पत्ति पुँजीकरण हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७ र आ.व. २०७७/०७८ मा स्थिर सम्पत्तिमा पुँजीकरण गरिएको तथा आ.व. २०७८/०७९ मा पुँजीकरण गरिने प्रक्षेपणको विवरण निम्नानुसार रहेको छः

<u>तालिका २०: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित स्थिर सम्पत्ति पुँजीकरण</u>

विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (प्रक्षेपित) रु. हजारमा
उत्पादन प्रणाली	१,८४६,८३४	४४४,६०८	५०२,६००
प्रसारण प्रणाली	१४,९४०,९३२	३,५९६,८८७	४,०६६,०४७
वितरण प्रणाली	१६,०१०,६५१	३,८५४,४१२	४,३५७,१६२
अन्य सम्पत्ति तथा ने.वि.प्रा.का आयोजनाहरू	९,००४,१४५	२,१६७,६६२	२,४५०,४०१
जम्मा	४१,८०२,५६२	१०,०६३,५७०	११,३७६,२०९

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ को पुँजीगत खर्चको प्रक्षेपण गर्दा आ.व. २०७७/०७८ को रकममा ५% वृद्धि हुने अनुमान गरेको छ तर यसको पुष्टि हुने कुनै विवरण पेस गरेको छैन।

यसै गरी, ने.वि.प्रा.ले स्थिर सम्पत्तिमा आ.व. २०७८/०७९ मा थप हुने सम्पत्तिको प्रक्षेपित रकमको पुष्टि गर्ने विवरण पनि गरेको छैन।

आ.व. २०७८/०७९ मा हुने पुँजीगत खर्च तथा स्थिर सम्पत्तिमा थप हुने सम्पत्तिको विस्तृत विवरणको अभावको कारणले गर्दा आयोगले यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनको लागि आ.व. २०७८/०७९ मा हुने पुँजीगत खर्च ने.वि.प्रा.ले प्रक्षेपण गरेअनुसारको रु. १ खर्ब ७१ अर्ब ८० करोड ३४ लाख ८० हजार तथा स्थिर सम्पत्तिमा पुँजीकरण हुने सम्पत्ति ने.वि.प्रा.ले प्रक्षेपण गरेअनुरूप रु. ११ अर्ब ३७ करोड ६२ लाख ९ हजार स्वीकृत गरेको छ।

तालिका २१: आयोगद्वारा स्वीकृत स्थिर सम्पत्ति पुँजीकरण

विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (प्रक्षेपित) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (समायोजित) रु. हजारमा
उत्पादन प्रणाली	१,८४६,८३४	४४४,६०८	५०२,६००	५०२,६००
प्रसारण प्रणाली	१४,९४०,९३२	३,५९६,८८७	४,०६६,०४७	४,०६६,०४७
वितरण प्रणाली	१६,०१०,६५१	३,८५४,४१२	४,३५७,१६२	४,३५७,१६२
अन्य सम्पत्ति तथा ने.वि.प्रा.का आयोजनाहरू	९,००४,१४५	२,१६७,६६२	२,४५०,४०१	२,४५०,४०१
जम्मा	४१,८०२,५६२	१०,०६३,५७०	११,३७६,२०९	११,३७६,२०९

२.९. हासकट्टी

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा स्थिर सम्पत्तिको हासकट्टीबापत रु. ६ अर्ब ५० करोड खर्च हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७,

आ.व. २०७७/०७८ तथा आ.व. २०७८/०७९ को वार्षिक ह्रासकट्टीसम्बन्धी विवरण देहायबमोजिम रहेको छ :

तालिका २२: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित ह्रासकट्टी

विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (प्रक्षेपित) रु. हजारमा
उत्पादन प्रणाली	२६६,६१९	३४५,०००	२८७,१७०
प्रसारण प्रणाली	२,१५६,९५६	२,४७२,५००	२,३२३,२०८
वितरण प्रणाली	२,३११,३८७	२,३५७,५००	२,४८९,५४२
अन्य सम्पत्ति तथा ने.वि.प्रा.का आयोजनाहरू	१,२९९,८८८	५७५,०००	१,४००,०८०
जम्मा	६,०३४,८५०	५,७५०,०००	६,५००,०००

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७६/०७७ को ह्रासकट्टीबापतको खर्च पेस गरेको रकम र आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको ह्रासकट्टी खर्चको रकममा भिन्नता देखिएको छ।

ने.वि.प्रा.ले आफ्नो निवेदनमार्फत आ.व. २०७८/०७९ मा ह्रासकट्टी रु. ६ अर्ब ५० करोड हुने प्रक्षेपण गरेको छ तर त्यस सम्बन्धमा आयोगसमक्ष सम्पूर्ण स्थिर सम्पत्तिको विस्तृत विवरण पेस गरेको छैन। साथै, उपभोक्ताको प्रत्यक्ष योगदानबाट तथा अनुदानबाट सृजना हुने स्थिर सम्पत्तिको कुनै विवरण खुलाईएको छैन। सामान्यतया, अन्तर्राष्ट्रिय उच्चतम नियामकीय अभ्यास (Best International Regulatory Practices) अनुरूप ह्रासकट्टी दर गणना गर्दा सर्वप्रथम कुल स्थिर सम्पत्तिमा उपभोक्ताको प्रत्यक्ष योगदानबाट तथा अनुदानबाट निर्माण गरिएका सम्पत्तिको मूल्य घटाई त्यसको शेषमा ह्रासकट्टी गणना गरिन्छ।

आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको विवरणको आधारमा आ.व. २०७६/०७७ को ह्रासकट्टी रकम सो आ.व.को स्थिर सम्पत्तिको औसत लागत मूल्यको २.६१% देखिन्छ भने ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको विवरणको आधारमा आ.व. २०७७/०७८ मा २.५२% मात्र रहेकोमा ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ को ह्रासकट्टी स्थिर सम्पत्तिको औसत लागत मूल्यको २.७३% हुने प्रक्षेपण गरेको छ तर ह्रासकट्टी दर बढ्नुको कुनै कारण खुलाइएको छैन।

तसर्थ, अपूग विवरणको कारणले गर्दा आयोगले आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको सो आ.व.को अन्त्यमा भएको स्थिर सम्पत्तिको लागत मूल्यमा ने.वि.प्रा.ले पेस गरेअनुसारको आ.व. २०७७/७८ र २०७८/७९ मा थप हुने स्थिर सम्पत्तिको लागत मूल्य जोडी आ.व. २०७८/०७९ को सुरु र अन्त्यको स्थिर सम्पत्तिको लागत मूल्यको गणना गरिएको छ। यही रकमको आधरमा आ.व. २०७८/०७९ को औसत स्थिर सम्पत्तिको लागत मूल्य गणना गरी आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको औसत ह्रासकट्टी दरले गणना गरी यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनको लागि रु. ६ अर्ब २३ करोड ३३ लाख ६० हजार ह्रासकट्टी खर्च स्वीकृत गरिएको छ।

तालिका २३: आयोगद्वारा स्वीकृत ह्रासकट्टी

विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण भएको) रु. हजारमा	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (आयोगद्वारा स्वीकृत) रु. हजारमा
आ.व.को सुरुमा कुल स्थिर सम्पत्तिको लागत मूल्य (रु. हजारमा)	१८५,७९०,५६२	२१०,०२४,११४	२२२,७६९,७५१	२३२,८३३,३२१	२३२,८३३,३२१

विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण भएको) रु. हजारमा	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (आयोगद्वारा स्वीकृत) रु. हजारमा
आ.व.को अन्त्यमा कुल स्थिर सम्पत्तिको लागत मूल्य (रु. हजारमा)	२२२,७६९,७५१	२५१,८२६,६७५	२३२,८३३,३२१	२४४,२०९,५३०	२४४,२०९,५३०
कुल स्थिर सम्पत्तिको औसत लागत मूल्य (रु. हजारमा)	२०४,२८०,१५७	२३०,९२५,३९५	२२७,८०१,५३६	२३८,५२१,४२५	२३८,५२१,४२५
वार्षिक ह्रासकट्टी रकम (रु. हजारमा)	५,३३८,५२१	६,०३४,८५०	५,७५०,०००	६,५००,०००	६,२३३,३६०
कुल स्थिर सम्पतिको औसत लागत मूल्यमा ह्रासकट्टी दर (प्रतिशतमा)	२.६१%		२.५२%	२.७३%	२.६१%
आयोगले स्वीकृत गरेको ह्रासकट्टी रकम (रु. हजारमा)					६,२३३,३६०

२.१०. पुँजी लगानीमा प्रतिफल

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ को पुँजी लगानीमा प्रतिफल गणना गर्ने प्रयोजनको लागि कुल स्थिर सम्पत्तिको औसत लागत मूल्यको ३०% रकम पुँजी लगानी मानिने मान्यतामा जम्मा पुँजी रु. ७७ अर्ब ९८ करोड ४९ लाख हुने प्रक्षेपण गरेको छ। यसै गरी, आ.व. २०७८/०७९ को लागि सो पुँजीको ८.२८३% ले हुन आउने रकम रु. ६ अर्ब ४५ करोड ९४ लाख ८९ हजार प्रतिफलको रूपमा माग गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, आ.व. २०७७/०७८ तथा आ.व. २०७८/०७९ को पुँजी लगानीमा प्रतिफलसम्बन्धी विवरण देहायबमोजिम रहेको छ :

तालिका २४: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित पुँजी लगानीमा प्रतिफल

विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित) रु. हजारमा
आ.व.को सुरुमा कुल स्थिर सम्पत्तिको लागत मूल्य (रु. हजारमा)	१८५,७९०,५६२	२२२,७६९,७५१	२४७,६४१,५३५
आ.व.को अन्त्यमा कुल स्थिर सम्पत्तिको लागत मूल्य (रु. हजारमा)	२२२,७६९,७५१	२४७,६४१,५३५	२७२,२५७,७९९
कुल स्थिर सम्पत्तिको औसत लागत मूल्य (रु. हजारमा)	२०४,२८०,१५७	२३५,२०५,६४३	२५९,९४९,६६७
कुल स्थिर सम्पत्तिमा शेयर पुँजीको प्रतिशत	३०.००%	३०.००%	३०.००%
कुल स्थिर पुँजीको आधारमा कुल पुँजी	६१,२८४,०४७	७०,५६१,६९३	७७,९८४,९००
लगानीमा अपेक्षा गरिएको प्रतिफल दर (प्रतिशत)	८.५२०%	८.२८३%	८.२८३%
कुल अपेक्षित प्रतिफल (रु. हजारमा)	५,२२१,४०१	५,८४४,६२५	६,४५९,४८९

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

ने.वि.प्रा.को कुल पुँजीमध्ये कति पुँजी चालु अवस्थाका आयोजनामा लगानी भएको हो र कति पुँजी निर्माणाधीन आयोजनामा लगानी भएको हो सोको विवरण पेस नगरिएकाले आयोगले यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनका लागि ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७८/०७९ को कुल स्थिर सम्पत्तिको औसत लागत मूल्यको ३०% रकमलाई पुँजी लगानी मानी सो रकममा ने.वि.प्रा.ले माग गरेअनुसार ८.२८३% ले गुणा गरी पुँजी लगानीमा प्रतिफल स्वीकृत गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले स्थिर सम्पत्तिको विस्तृत विवरण पेस नगरेकोले ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको आ.व. २०७६/०७७ को अन्त्यमा भएको कुल स्थिर सम्पत्तिको रकममा ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको आ.व. २०७७/०७८ मा थप भएको स्थिर सम्पत्ति र आ.व. २०७८/०७९ मा थप हुने स्थिर सम्पत्तिको रकम जोड गरी आ.व. २०७८/०७९

को सुरुमा र सो आ.व.को अन्त्यमा हुने स्थिर सम्पत्तिको लागत मूल्य गणना गरिएको छ। सोहीअनुसार आ.व. २०७८/०७९ को कुल स्थिर सम्पत्तिको औसत लागत मूल्य रु. २ खर्ब ३८ अर्ब ५२ करोड १४ लाख २५ हजार स्वीकृत गरी सो रकमको ३०% ले हुन आउने रु. ७१ अर्ब ५५ करोड ६४ लाख २८ हजारलाई पुँजी लगानी मानी सो पुँजीको ८.२८३% हुन आउने रकम रु. ५ अर्ब ९२ करोड ७० लाख १९ हजार पुँजी लगानीमा प्रतिफलको रूपमा स्वीकृत गरिएको छ।

<u>तालिका २५: आयोगद्वारा स्वीकृत पुँजी लगानीमा प्रतिफल</u>

विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (आयोगद्वारा स्वीकृत) रु. हजारमा
आ.व.को सुरुवातमा कुल स्थिर सम्पत्तिको लागत मूल्य (रु. हजारमा)	१८५,७९०,५६२	२२२,७६९,७५१	२४७,६४१,५३५	२३२,८३३,३२१
आ.व.को अन्त्यमा कुल स्थिर सम्पत्तिको लागत मूल्य (रु. हजारमा)	२२२,७६९,७५१	२४७,६४१,५३५	२७२,२५७,७९९	२४४,२०९,५३०
कुल स्थिर सम्पत्तिको औसत लागत मूल्य (रु. हजारमा)	२०४,२८०,१५७	२३५,२०५,६४३	२५९,९४९,६६७	२३८,५२१,४२५
कुल स्थिर सम्पत्तिमा पुँजी लगानीको मात्रा (प्रतिशतमा)			३०.००%	३०.००%
पुँजी (रु. हजारमा)			७७,९८४,९००	७१,५५६,४२८
पुँजी लगानीमा प्रतिफलको दर (प्रतिशतमा)			८.२८३%	८.२८३%
लगानीमा प्रतिफल (रु. हजारमा)			६,४५९,४८९	५,९२७,०१९

हालको लागि स्वीकृत पुँजीको ८.२८३% प्रतिफल प्रदान गरिए तापनि भविष्यमा यही दर कायम नहुन सक्छ। आयोगले बजारको वस्तुस्थिति, लगानीको अवसर तथा विद्युतको क्षेत्रमा प्रभाव पार्ने अन्य सूचकको आधारमा समय समयमा प्रतिफलको दर परिवर्तन गर्न सक्ने छ।

२.११. ऋणको ब्याज

(क) नेविप्राको प्रस्ताव

नेविप्राले आ.व. २०७८/०७९ मा दीर्घकालीन ऋणको ब्याजबापत रु. ६ अर्ब खर्च हुने प्रक्षेपण गरेको छ। नेविप्राले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, २०७७/०७८ तथा २०७८/०७९ को ब्याज खर्चसम्बन्धी संक्षिप्त विवरण देहायबमोजिम रहेको छ :

तालिका २६: नेविप्राद्वारा प्रस्तावित ऋणको ब्याज

विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (नेविप्राद्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (नेविप्राद्वारा प्रक्षेपित) रु. हजारमा
दीर्घकालीन ऋणको ब्याज	५,०००,०००	५,०००,०००	६,०००,०००
अल्पकालिन ऋणको ब्याज	-	-	-
जम्मा	५,०००,०००	५,०००,०००	६,०००,०००

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

नेविप्राको आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको ऋणको ब्याज खर्च र नेविप्राले २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुरूपको विवरण भनी पेस गरेको खर्च रकममा भिन्नता देखिएको छ।

नेविप्राले आ.व. २०७८/०७९ को दीर्घकालीन ऋणको ब्याज खर्चको प्रक्षेपणमा रु. ६ अर्ब बराबरको रकम उल्लेख गरे तापनि यस खर्च रकम कुन कुन ऋणको आधारमा गणना गरिएको हो सो विवरण, कुन कुन ऋण निर्माणाधीन आयोजनाका लागि उपभोग गरिएको हो सोसम्बन्धी विवरण तथा सम्पूर्ण ऋणको विस्तृत विवरण पेस गरिएको छैन।

तसर्थ, आयोगले नेविप्राको लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको दीर्घकालीन ऋणको ब्याज खर्चमा नेविप्राले आ.व. २०७६/०७७ पश्चात् लिएका नयाँ दीर्घकालीन ऋणको ब्याज रकम जोड

गरी यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनका लागि रु. ५ अर्ब ३० करोड ८० लाख १ हजार आ.व. २०७८/०७९ को ब्याज खर्चको रूपमा स्वीकृत गरेको छ। साथै, ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको विवरणमा ४ (चार) वटा ऋणको ब्याज दर उल्लेख नगरिएको हुनाले सो ऋणको हकमा औसत ब्याजदर (४.९३%) गणना गरी हिसाब गरिएको छ।

तालिका २७: आयोगद्वारा स्वीकृत ऋणको ब्याज

विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण भएको) रु. हजारमा	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (आयोगद्वारा स्वीकृत) रु. हजारमा
दीर्घकालीन ऋणको ब्याज	४,५३६,६५७	५,०००,०००	५,०००,०००	-	५,३०८,००१
अल्पकालीन ऋणको ब्याज	-	-	-	-	-
जम्मा	४,५३६,६५७	५,०००,०००	५,०००,०००	६,०००,०००	५,३०८,००१

२.१२. लगानीमा प्रतिफल

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा आफ्नो लगानी रहेका कम्पनीहरूबाट प्रतिफलको रूपमा रु. १९ करोड ४१ लाख ७७ हजार आम्दानी हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, आ.व. २०७७/०७८ तथा आ.व. २०७८/०७९ को लगानीबापत प्राप्त हुने प्रतिफलको विवरण देहायबमोजिम रहेको छ :

तालिका २८: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित लगानीमा प्रतिफल

रु. हजारमा

क्र.सं.	विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)
१	चिलिमे हाइड्रोपावर कम्पनी लि.	९०,९९९	१२४,००४	१३०,२०४
२	बुटवल पावर कम्पनी लि.	३,७८९	४,२२१	४,४३२
३	पावर ट्रान्समिसन कम्पनी नेपाल लि.	४०,५००	४७,१८७	४९,५४६
	जम्मा	१३५,२८८	१८४,९३१	१९४,१७७

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको रकम भनी पेस गरेको विवरण र ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको रकममा भिन्नता देखिएको छ। साथै, ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको आ.व. २०७७/०७८ र २०७८/०७९ को विवरणमा गणितीय गल्ती देखिएको छ।

ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७७/०७८ को तुलनामा २०७८/०७९ को लगानीको प्रतिफल समग्रमा ५% ले बढ्ने प्रक्षेपण गरिएको देखिन्छ। ने.वि.प्रा.ले यस आम्दानीको सम्बन्धमा विस्तृत विवरण पेस नगरेकोले यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनको लागि ने.वि.प्रा.ले विभिन्न कम्पनीहरूमा गरेको लगानीबापत आ.व. २०७८/०७९ मा प्राप्त हुनसक्ने प्रतिफल ने.वि.प्रा.ले प्रक्षेपण गरेअनुसारको रु. १८ करोड ४१ लाख ८२ हजार स्वीकृत गरिएको छ।

तालिका २९: आयोगद्वारा स्वीकृत लगानीमा प्रतिफल

रु. हजारमा

क.सं.	विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण भएको)	आ.व. २०७६/०७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/०७९ (ने.वि.प्रा.द्वारा प्रक्षेपित)	आ.व. २०७८/०७९ (आयोगद्वारा स्वीकृत)
१	चिलिमे हाइड्रोपावर कम्पनी लि.		९०,९९९	१२४,००४	१३०,२०४	१३०,२०४
२	बुटवल पावर कम्पनी लि.		३,७८९	४,२२१	४,४३२	४,४३२
३	पावर ट्रान्समिसन कम्पनी नेपाल लि.		४०,५००	४७,१८७	४९,५४६	४९,५४६
	जम्मा	१३७,९२४	१३५,२८८	१७५,४१२	१८४,१८२	१८४,१८२

२.१३. अन्य आय

(क) ने.वि.प्रा.को प्रस्ताव

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा लगानीमा प्रतिफलसहितको अन्य आयवापत रु. १० अर्ब ८१ लाख ५२ हजार आम्दानी हुने प्रक्षेपण गरेको छ। ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको आ.व. २०७६/०७७, आ.व. २०७७/०७८ तथा आ.व. २०७८/०७९ को अन्य वार्षिक आयसम्बन्धी विवरण देहायबमोजिम रहेको छ :

तालिका ३०: ने.वि.प्रा.द्वारा प्रस्तावित अन्य आय

क.सं.	विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण गरिएको) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (प्रक्षेपित) रु. हजारमा
१	विद्युतसम्बन्धी सामग्रीको बिक्री	८३,९७८		
२	ढिला भुक्तानीबापतको हर्जना	२,३१०,८६६	३,९६१,२१३	४,३६३,७०३
३	विद्युत खरिदसम्बन्धी क्षतिपूर्ति	२५६,३३९		
४	लिजबापतको भाडा आम्दानी	२१,१९२		
५	अन्य सेवाहरूबाट आम्दानी	४९१,५२७		

क.सं.	विवरण	आ.व. २०७६/०७७ (लेखापरीक्षण गरिएको) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत) रु. हजारमा	आ.व. २०७८/०७९ (प्रक्षेपित) रु. हजारमा
६	अन्य विविध आम्दानी	१,५२६,६२८	२,३४२,०९५	२,५४९,५५५
	जम्मा आम्दानी	४,६९०,५३०	६,३०३,३०८	६,९१३,२५८
७	ब्याज आम्दानी	५,०३७,७८७	३,३९४,४४५	२,९००,७१७
८	इम्प्यरमेन्ट रिभर्सल (Impairment reversal -% NFRS)	-	-	-
९	संयुक्त उपक्रम/एसोसियट्सबाट भएको आम्दानी (Share of profit from investment in JV/Associates-% NFRS)	१३५,२८८	१८४,९३१	१९४,१७७
	जम्मा आम्दानी (% NFRS)	५,१७३,०७५	३,५७९,३७६	३,०९४,८९४
	घटी, विगतका वर्षहरूको मुनाफाको लगानी गरी प्राप्त भएको ब्याज वा लाभांश	-	-	-
	जम्मा	९,८६३,६०५	९,८८२,६८४	१०,००८,१५२

(ख) आयोगको विश्लेषण तथा निष्कर्ष

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको रकम भनी पेस गरेको विवरण र ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७६/०७७ को लेखापरीक्षण प्रतिवेदनअनुसारको रकममा भिन्नता देखिएको छ। साथै, ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको आ.व. २०७७/०७८ र २०७८/०७९ को विवरणमा गणितीय गल्ती देखिएको छ।

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ को अन्य आम्दानी आ.व. २०७७/०७८ को तुलनामा १.२७% ले बढ्ने प्रक्षेपण गरेको छ तर अन्य आम्दानीअन्तर्गतका सम्पूर्ण शीर्षकहरूको विस्तृत विवरण पेस गरेको छैन। विस्तृत जानकारीको अभावमा आयोगले यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनको लागि ने.वि.प्रा.ले प्रक्षेपण गरेअनुसारको रकम रु. ९ अर्ब ९९ करोड ८१ लाख ५७ हजार आ.व. २०७८/०७९ को लगानीमा प्रतिफलसहितको अन्य आय स्वीकृत गरेको छ।

तालिका ३१ः आयोगद्वारा स्वीकृत अन्य आय

रु. हजारमा

रु. हजार क्र.सं.	विवरण	आ.व. २०७६/७७ (लेखापरीक्षण भएको)	आ.व. २०७६/७७ (ने.वि.प्रा.द्वारा पेस गरिएको प्रस्तावमा उल्लेखित)	आ.व. २०७७/७८ (अपरिष्कृत)	आ.व. २०७८/७९ (ने.वि.प्रा. द्वारा प्रक्षेपित)	आ.व. २०७८/७९ (आयोगद्वारा स्वीकृत)
१	विद्युत सम्बन्धी सामग्रीको बिक्री		८३,९७८	-	-	-
२	ढिला भुक्तानीबापतको हर्जाना		२,३१०,८६६	३,९६१,२१३	४,३६३,७०३	४,३६३,७०३
३	विद्युत खरिद सम्बन्धी हर्जाना		२५६,३३९	-	-	-
४	लिजबापतको भाडा आम्दानी		२१,१९२	-	-	-
५	अन्य सेवाहरूबाट आम्दानी		४९१,५२७	-	-	-
६	अन्य विविध आम्दानी		१,५२६,६२८	२,३४२,०९५	२,५४९,५५५	२,५४९,५५५
	जम्मा आम्दानी	**४,६९०,५३२**	**४,६९०,५३०**	**६,३०३,३०८**	**६,९१३,२५८**	**६,९१३,२५८**
७	ब्याज आम्दानी	५,३३६,५९९	५,०३७,७८७	३,३९४,४४५	२,९००,७१७	२,९००,७१७
८	इम्प्यरमेन्ट रिभर्सल (Impairment reversal -% NFRS)	-	-	-	-	-
९	जोइन्ट भेन्चर/एसोसियट्सबाट भएको आम्दानी (Share of profit from investment in JV/Associates-% NFRS)	१३७,९२४	१३५,२८८	१७५,४१२	१८४,१८२	१८४,१८२
	जम्मा आम्दानी (% NFRS)	५,४७४,५२२	५,१७३,०७५	३,५६९,८५७	३,०८४,८९९	३,०८४,८९९
	घटी, विगतका वर्षहरूको मुनाफाको लगानी गरी प्राप्त भएको ब्याज वा लाभांश	-	-	-	-	-
	जम्मा	१०,१६५,०५४	९,८६३,६०५	९,८७३,१६५	९,९९८,१५७	९,९९८,१५७

२.१४. रोयल्टी

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा आफ्ना विद्युत उत्पादन केन्द्रबाट विद्युत उत्पादन गरेबापतको नेपाल सरकारलाई बुझाउनुपर्ने रोयल्टी रु. १ अर्ब ८२ करोड ५० लाख हुने प्रक्षेपण गरेको छ तर ने.वि.प्रा.ले यस खर्चसम्बन्धी अन्य विवरण पेस नगरेको हुनाले आयोगले थप जानकारी माग गरेकोमा प्रचलित कानूनअनुसार विद्युत गृह सञ्चालनको अवधि र अवस्था

बमोजिम रोयल्टी बुझाउने व्यवस्थाको लागि विगत वर्षको तुलनामा थप रु. २० करोड रकम विनियोजन गरिएको, विद्युत गृहहरू १५ (पन्ध्र) वर्षभन्दा बढी सञ्चालन अवधि भएसँगै रोयल्टीबापतको खर्च वृद्धि हुँदै जाने र यो आर्थिक वर्षमा २ (दुई) वटा विद्युत गृह थप भई सञ्चालनमा रहेको कारण रोयल्टी खर्चमा वृद्धि भएको जानकारी पेस गरेको छ। तथापि, यति जानकारी विस्तृत विश्लेषणको लागि अपुग रहेका कारणले यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनका लागि ने.वि.प्रा.ले प्रक्षेपण गरेअनुसार रु. १ अर्ब ८२ करोड ५० लाख रोयल्टी खर्चको रूपमा स्वीकृत गरिएको छ।

२.१५. अन्य व्यवस्था

अन्य व्यवस्था खर्चको हकमा ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७७/०७८ को अपरिष्कृत रकम रु. ४ अर्ब भएको र आ.व. २०७८/०७९ मा रु. ४ अर्ब ५० करोड हुने प्रक्षेपण पेस गरेको छ। तर उक्त प्रक्षेपणसँग सम्बन्धित थप विवरण पेस नगरेकाले आयोगले ने.वि.प्रा.बाट थप जानकारी माग गरेकोमा ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ को बजेट व्यवस्थामा अन्य दायित्व तर्फको रु. ४ अर्ब ५० करोड कर्मचारीको उपदान/पेन्सन, औषधि उपचार, सञ्चित विदा आदि जस्ता शीर्षकहरूमा (दिर्घकालिन दायित्वबापत Actuarial Valuation का आधारमा आवश्यक पर्ने रकम) खर्च गर्ने व्यवस्थाको लागि विनियोजन भएको र अघिल्ला वर्षका खर्चको अनुपातमा झैं यस आ.व.को लागि पनि सोही अनुपातमा खर्च हुने आधारमा बजेटको प्रक्षेपण गरिएको भन्ने जानकारी पेस गरेको छ तर यी विवरणको पुष्टि गर्ने कागजात पेस गरेको छैन। तसर्थ, आयोगले ने.वि.प्रा.को प्रक्षेपित रकममा रु. २५ करोड ९३ लाख ९६ हजार घटाई खिम्ती-१ जलविद्युत आयोजनाको नयाँ विद्युत खरिदबिक्री सम्झौता भविष्यमा सम्पन्न भइसकेपश्चात् सो आयोजनालाई तिर्नुपर्ने रकमको व्यवस्थाबापत रु. ७४ करोड ९८ लाख ४५ हजार थप गरी

यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनको लागि आ.व. २०७८/०७९ को अन्य व्यवस्थाबापतको खर्च रु. ४ अर्ब ९९ करोड २९ लाख ९८ हजार स्वीकृत गरेको छ।

२.१६. नियामकीय शुल्क

ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ मा नियामकीय शुल्कबापतको खर्च रकम विनियोजन गरेको छैन।

आयोगले ने.वि.प्रा.लाई मिति २०७८/०६/०७ मा आ.व. २०७८/०७९ को कुल विद्युत बिक्रीबापतको आयको ०.३०% ले हुन आउने रकम नियामकीय शुल्कको रूपमा भुक्तानी गर्न पत्राचार (च.नं. १०८) गरे तापनि ने.वि.प्रा.ले हालसम्म सो नियामकीय शुल्क भुक्तानी गरेको छैन।

आ.व. २०७८/०७९ मा आयोगको नयाँ कार्यालयको पूर्वाधारको तयारी रहेको पक्षलाई मध्यनजर गर्दै ऐनको दफा ३३ को उपदफा (ङ) अनुसार विद्युत व्यापारबाट गरेको वार्षिक कुल आयको १ % मा नबढ्ने गरी शुल्क लिन पाउने व्यवस्था भए तापनि आयोगले ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७८/०७९ को विद्युत बिक्रीबापतको रकमको ०.३०% ले हुन आउने रकम रु. रु. २५ करोड ६८ लाख ४८ हजार नियमकीय शुल्क खर्च स्वीकृत गरेको छ।

२.१७. मुद्रा सटही बापतको नोक्सान/(नाफा)

मुद्रा सटही बापतको नोक्सान/(नाफा)को सम्बन्धमा ने.वि.प्रा.ले आ.व.२०७८/०७९ को लागि कुनै प्रक्षेपण गरेको छैन। यस विषयमा विस्तृत विवरण उल्लेख नभएको कारण आयोगले ने.वि.प्रा.बाट थप जानकारीको माग गरेकोमा ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ को प्रस्तावित बजेट विनियोजनमा वैदेशिक सटहीबापत थप नोक्सान/(नाफा) हुने अवस्था नभएकोले यस शीर्षकमा कुनै रकम व्यवस्थापन नगरिएको भन्ने जानकारी पेस गरेको तथा ने.वि.प्रा.ले पेस

गरेको आ.व. २०७७/०७८ मा मुद्रा सटहीबापत नाफा भएको पक्षलाई मध्यनजर गरी यस महसुल निर्धारणको प्रयोजनको लागि आयोगले यस शीर्षकमा ने.वि.प्रा.ले प्रक्षेपण गरेअनुसार कुनै खर्च नरहने गरी स्वीकृत गरेको छ।

२.१८. सम्पत्तिको क्षति

सम्पत्तिको क्षति शीर्षकमा ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७७/०७८ को अपरिष्कृत रकम रु. ७५ करोड ५० लाख रहेको भए तापनि आ.व. २०७८/०७९ को लागि कुनै क्षति नरहने प्रक्षेपण गरेको छ। यस विषयमा ने.वि.प्रा.ले थप विवरण पेस नगरेकाले आयोगले ने.वि.प्रा.बाट थप जानकारीको माग गरेकोमा त्यसको उत्तरमा विभिन्न सम्पत्तिहरू Impairment बापत व्यवस्था गरी खर्च हुने गरेको तर आ.व. २०७८/०७९ मा यस प्रकारको सम्पत्तिमा क्षति नहुने हुनाले कुनै पनि रकम विनियोजन नगरिएको भन्ने जानकारी पेस गरेको हुनाले आयोगले यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनको लागि ने.वि.प्रा.को प्रक्षेपणअनुसार यस शीर्षकमा कुनै रकम नरहने गरी स्वीकृत गरेको छ।

२.१९. बोनसको व्यवस्था

बोनस व्यवस्था खर्चको हकमा ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७७/०७८ को अपरिष्कृत रकम रु. १२ करोड २६ लाख ३ हजार भएकोमा आ.व. २०७८/०७९ मा रु. १९ करोड १० लाख हुने प्रक्षेपण गरेको छ। तर ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष बोनस व्यवस्थाबापतको खर्चको विश्लेषण गर्न आवश्यक पर्ने अन्य विवरण पेस नगरेकाले आयोगले ने.वि.प्रा.बाट थप जानकारीको माग गरेकोमा त्यसको प्रतिउत्तरमा ने.वि.प्रा.ले यस शीर्षकअन्तर्गतको खर्च विद्युत ऐनको प्रावधानअनुसार ने.वि.प्रा.को कर्मचारीहरूलाई बोनसबापतको रकम प्रदान गर्न विनियोजन गरिएको भन्ने जानकारी प्राप्त भएको छ। तसर्थ, आयोगले विद्युत नियमावली, २०५० को

नियम ८६ को उपनियम (२) को व्यवस्था अनुरूप आयोगले यस महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनका लागि स्वीकृत गरेको ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७८/०७९ को आम्दानी तथा खर्चको आधारमा ने.वि.प्रा.को बोनस तथा कर अघिको नाफाको २% का दरले गणना गरी रु. १५ करोड ४६ लाख ७४ हजार बोनसको व्यवस्थाको लागि स्वीकृत गरेको छ।

२.२०. करबापतको खर्च

आय करबापतको खर्चको हकमा आ.व. २०७७/०७८ को अपरिष्कृत रकम रु. २ अर्ब ५० करोड १८ लाख ९१ हजार भएकोमा आ.व. २०७८/०७९ मा सो शीर्षकअन्तर्गतको रकम रु. २ अर्ब ७१ करोड ४३ लाख २७ हजार हुने प्रक्षेपण पेस गरेको छ। तर ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष करबापतको व्यवस्थासम्बन्धी खर्चको विश्लेषण गर्न आवश्यक पर्ने विस्तृत विवरण पेस नगरेकाले यस महसुल निर्धारणको प्रयोजनको लागि ने.वि.प्रा.ले प्रक्षेपण गरेअनुसार रु. २ अर्ब ७१ करोड ४३ लाख २७ हजार करबापत स्वीकृत गरेको छ।

३. ने.वि.प्रा.को अधिक बिक्री (Revenue Surplus)/अपुग बिक्री (Revenue Gap) को विश्लेषण

३.१. हालको महसुलको औसत बिलिङ्ग दर

आ.व. २०७७/०७८ को उपभोक्ता वर्ग अनुसारको जम्मा अपरिष्कृत बिक्री रकम र अपरिष्कृत बिक्री युनिटमा आधारित रही गणना गरिएको प्रत्येक उपभोक्ता वर्गको औसत बिलिङ्ग दर देहायबमोजिमको रहेको छ। छुटको गणना बिलिङ्ग गर्दाको अवस्थामा नगरी महसुल तिर्दाको अवस्थामा गरिने भएकाले औसत बिलिङ्ग दरमा सो छुटको अंश समायोजन गरिएको छैन।

तालिका ३२: हालको महसुलको औसत बिलिङ्ग दर

क.सं.	उपभोक्ता वर्ग	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत बिक्री रकम) रु. हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ (अपरिष्कृत बिक्री युनिट) किलोवाट-घण्टा हजारमा	आ.व. २०७७/०७८ को औसत बिलिङ्ग दर (रु. प्रति किलोवाट-घण्टा)
१.	ग्राहस्थ	२८,२०५,८५०	३,१३८,०००	८.९९
२.	गैह्र व्यापारिक	२,८८८,४९२	२०४,०००	१४.१६
३.	व्यापारिक	७,३३१,७६५	५११,०००	१४.३५
४.	औद्योगिक	२७,६८८,०५२	२,८१६,०००	९.८३
५.	खानेपानी	७०६,३५५	१२१,४४०	५.८२
६.	सिँचाइ	३८६,१७४	८७,५६०	४.४१
७.	सडक बत्ती	७९९,३६५	८८,०००	९.०८
८.	अस्थायी कनेक्सन	६७,३६५	४,०००	१६.८४
९.	यातायात	१८,६६९	२,०००	९.३३
१०.	धार्मिक स्थल (साबिक मन्दिर वर्ग)	५७,२४५	८,०००	७.१६
११.	गैह्र ग्राहस्थ	१,९०९,३९६	११६,०००	१६.४६
१२.	मनोरञ्जन व्यवसाय	७९,३०१	४,०००	१९.८३
१३.	सामुदायिक थोक उपभोक्ता	८२९,२८५	१७४,०००	४.७७
१४.	निर्यात	३१५,१७६	४४,०००	७.१६
	जम्मा/औसत	७१,२८२,४९०	७,३१८,०००	९.७४

३.२. हालको महसुल दरको आधारमा प्रत्येक उपभोक्ता वर्गको बिक्री

निर्यातबाहेकका विभिन्न उपभोक्ता वर्गहरूको हालको औसत बिलिङ्ग दरलाई यथावत राखी निर्यातको औसत बिलिङ्ग दरलाई ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ को लागि प्रस्ताव गरेको औसत बिलिङ्ग दर रु. ४.९५ लाई आधार मानी आयोगले स्वीकृत गरेको आ.व. २०७८/०७९ को बिक्री युनिटको आधारमा गणना गर्दा ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७८/०७९ को कुल बिक्री रकम देहायबमोजिमको रहने देखिन्छ :

तालिका ३३: हालको महसुल दरको आधारमा प्रत्येक उपभोक्ता वर्ग अनुसारको कुल बिक्री रकम

क्र.सं.	उपभोक्ता वर्ग	आ.व. २०७८/०७९ को प्रक्षेपित बिक्री युनिट (किलोवाट-घण्टा हजारमा)	हालको औसत बिलिङ्ग दर (रु. प्रति किलोवाट-घण्टा)	हालको औसत बिलिङ्ग दरको आधारमा आ.व. २०७८/०७९ को बिक्री रकम (रु. हजारमा)
१.	ग्राहस्थ	३,६८६,५३७	८.९९	३३,१३६,३६४
२.	गैह्र व्यापारिक	२४६,१०२	१४.१६	३,४८४,६२६
३.	व्यापारिक	६२९,६६९	१४.३५	९,०३४,४१३
४.	औद्योगिक	२,९७३,८११	९.८३	२९,२३९,७१४
५.	खानेपानी	१३७,५५८	५.८२	८००,१०८
६.	सिंचाइ	९९,१८२	४.४१	४३७,४३०
७.	सडक बत्ती	१०७,९५६	९.०८	९८०,६३९
८.	अस्थायी कनेक्सन	४,१९७	१६.८४	७०,६८३
९.	यातायात	३,९३२	९.३३	३६,७०३
१०.	धार्मिक स्थल (साबिक मन्दिर वर्ग)	१०,१४४	७.१६	७२,५८७
११.	गैह्र ग्राहस्थ	१९५,४८८	१६.४६	३,२१७,७९३
१२.	मनोरञ्जन व्यवसाय	६,६१८	१९.८३	१३१,२०४
१३.	सामुदायिक थोक उपभोक्ता	१९४,९४९	४.७७	९२९,१२८
१४.	निर्यात	१,११५,२००	४.९५	५,५२०,२४०
	जम्मा	९,४११,३४३		८७,०९१,६३०

माथि उल्लेखित औसत बिलिङ्ग दरलाई आधार मान्ने हो भने यस अनुसारको कुल बिक्री रकम ने.वि.प्रा.ले प्रक्षेपण गरेको बिक्री रकमभन्दा बढी हुन आउँछ। साथै, यसअनुसारको बिक्री

रकम आयोगले स्वीकृत गरेको आ.व. २०७८/०७९ को आवश्यक वार्षिक खर्च रकमभन्दा बढी रहने देखिन्छ। तसर्थ, हालको महसुल दर ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७८/०७९ को आवश्यक वार्षिक खर्च पूर्तिका लागि पर्याप्त हुने देखिएकोले ने.वि.प्रा.ले विभिन्न उपभोक्ता वर्ग/उपवर्गको महसुल दरमा वृद्धिको प्रस्ताव पेस गरे तापनि विद्युत उपभोक्ता महसुल दरको वृद्धि गर्नुको कुनै औचित्य देखिँदैन।

३.३. हालको महसुल दरको आधारमा अधिक बिक्री/(अपुग बिक्री) को विश्लेषण

आयोगले स्वीकृत गरेअनुसारको ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७८/०७९ को लागि आवश्यक पर्ने वार्षिक खर्च, आ.व. २०७६/०७७ को महसुल निर्धारण गर्दा स्वीकृत गरिएको अधिक बिक्री रकम, निर्यातको औसत बिलिङ्ग दर ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ को लागि प्रक्षेपण गरेअनुसार हुने र अन्य उपभोक्ताको हकमा हालको महसुल दरको आधारमा गणना गर्दा निर्यातसहितको आवश्यक वार्षिक बिक्री रु. १ अर्ब ८३ करोड ४ लाख ६१ हजार बराबरको अधिक बिक्री रकम हुने देखिएको छ।

तालिका ३४: हालको महसुल दरको अधिक बिक्री रकम

विवरण	आ.व. २०७८/७९ (रु. हजारमा)
खुद वार्षिक आवश्यक बिक्री रकम (Net Aggregated Revenue Requirement)	८५,७८४,३४०
माथि उल्लेख गरेअनुसार हालको महसुल दरको आधारमा विद्युत बिक्रीबाट हुने छुटपछिको आम्दानी	८०,६६२,०८७
विद्युत निर्यातबाट आम्दानी	५,५२०,२४०
आ.व. २०७६/०७७ को महसुल निर्धारण गर्दा स्वीकृत गरिएको अधिक बिक्री रकम	१,४३२,४७४
हालको महसुल दरको आधारमा अधिक बिक्री (छुट अघिको)	**१,८३०,४६१**

उपरोक्त विश्लेषणको आधारमा ने.वि.प्रा.ले प्रस्ताव गरेको बिक्रीमा रु. १ अर्ब ८३ करोड ४ लाख ६१ हजार बराबरको समायोजन गर्न सकिने देखिएको छ। तथापि, परिच्छेद-४ मा उल्लेख गरिएका आधारहरू तथा रणनीतिको आधारमा आयोगले यस अधिक बिक्रीबापतको रकममध्ये सम्पूर्ण रकम समायोजन नगरी यस पटकको समायोजनमा रु. १ अर्ब ४६ करोड ३ लाख ८ हजार बराबरको रकम मात्र समायोजन गरी बाँकी रु. ३७ करोड १ लाख ५४ हजार रकम अर्को पटक महसुल निर्धारण गर्दा समायोजन गर्ने गरी यथावत राखिएको छ।

४. अधिक बिक्री/(अपुग बिक्री)को विश्लेषणका आधार तथा रणनीतिहरू

सामान्यतया, अधिक बिक्रीबापतको सम्पूर्ण रकम उपभोक्ताले लाभ लिन पाउने गरी प्राथमिकताको आधारमा महसुलमा समायोजन गरिन्छ। आयोगले गरेको महसुल दरको समायोजनले ने.वि.प्रा.को नियमित कार्य तथा रणनैतिक कार्ययोजना र भावी कार्यदिशाअन्तर्गतका विकासका कार्यहरूको सञ्चालनमा बाधा नपर्ने गरी आयोगले महसुल निर्धारण गर्नु आयोगको दायित्व रहेको छ। तसर्थ, वर्तमान परिप्रेक्ष्यमा निम्न पक्षहरू तथा ने.वि.प्रा.को व्यावसायिक स्थिरता (Corporate Sustainability) को सुनिश्चिततालाई मध्यनजर गर्दै आयोगले यस अधिक बिक्रीबापतको रकममध्ये सम्पूर्ण रकम समायोजन नगरी आंशिक रकम अर्को पटक महसुल निर्धारण गर्दा आवश्यकताअनुसार समायोजन गर्न सक्ने गरी यथावत राखेको छः

क) विगत २ (दुई) वर्षदेखि नोभेल कोरोनाभाइरस (कोभिड-१९) को प्रकोपको कारण देशको अर्थतन्त्रमा नकारात्मक प्रभाव भएको र यसले ने.वि.प्रा.को वित्तीय अवस्थामासमेत असर परेको छ। कोरोना महामारीका समयमा लागू गरिएको निषेधाज्ञाका कारण व्यावसायिक र औद्योगिक क्षेत्रको कार्यसम्पादन बन्द हुन गई विद्युत खपतमा कमी आउन गयो। यसले ने.वि.प्रा.को नगद प्रवाहको अवस्थामासमेत असर परेको देखिन्छ।

ख) ने.वि.प्रा.ले कुनै अल्पकालीन तथा अधिविकर्ष (Overdraft) कर्जा नलिएकोले यस महसुल निर्धारणको निर्णयमा अल्पकालीन कर्जामा कुनै ब्याज रकम स्वीकृत गरिएको छैन। ने.वि.प्रा.ले आफ्नो चालू पुँजीको आवश्यकता दीर्घकालीन कर्जाको अंश उपयोगबाट परिपूर्ति गरेको हुनसक्छ। वर्तमान बजारको स्थिति हेर्दा ने.वि.प्रा.को नगद प्रवाहको अवस्था अल्पकालीन अवधिमा केही कमजोर हुने देखिएको छ।

ग) ने.वि.प्रा.ले विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण एवम् व्यापारसम्बन्धी संस्थागत विकास योजना (Corporate Development Plan – 2020/24) बनाई कार्यान्वयनमासमेत ल्याइसकेको जानकारी दिएको छ। यस चार (४) वर्षे विकास योजनाको लक्ष्य विद्युत आपूर्तिमा वृद्धि गर्नु एवम् विद्युतमा राष्ट्रलाई आत्मनिर्भर बनाउनु रहेको र सबैको लागि स्वच्छ, भरपर्दो, नियमित र सुलभ ऊर्जा उपलब्ध गराउनु हो। यसबाट दिगो विकास लक्ष्यहरूको प्राप्तिमा पनि सहयोग पुग्ने अपेक्षा राखिएको छ।

घ) ने.वि.प्रा.ले आयोगसमक्ष पेस गरेको महसुल निर्धारणको निवेदन तथा निवेदनसँग पेस गरिएका विवरणहरू उपर सरोकारवालाहरूबाट लिखित तथा मौखिक रूपमा प्राप्त भएका तथा आयोगद्वारा आयोजित सार्वजनिक सुनुवाइमासमेत प्राप्त भएका विभिन्न राय, सुझाव तथा प्रतिक्रियासमेतलाई आयोगले मध्नजर गरेको छ।

माथि उल्लेखित कारणहरूलाई मध्यनजर गर्दै निम्न रणनीति प्रस्ताव गरिन्छः

अ) अधिक विक्री मध्ये रु. १ अर्ब ४६ करोड ३ लाख ८ हजार बराबरको उपभोक्ताले लाभ लिन पाउने गरी महसुलमा समायोजन गरिने।

आ) समायोजनपश्चात् हुन आउने अधिक बिक्रीको बाँकी रकम रु. ३७ करोड १ लाख ५४ हजार आवश्यकताअनुरूप अर्को महसुल निर्धारण गर्दा समायोजन गर्ने गरी यथावत राख्ने। उक्त बाँकी रकमले ने.वि.प्रा.को नगद व्यवस्थापनमा सहयोग पुऱ्याउन सक्ने अपेक्षा गरिएको छ।

५. आयोगले निर्धारण गरेको महसुल दर

नेपाल सरकारको नीति, ने.वि.प्रा.को वित्तीय अवस्था एवम् उपभोक्ता हितलाई मध्यनजर गर्दै उपभोक्ता महसुल दर निर्धारण गर्नु आयोगको दायित्व हो। ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ का लागि प्रक्षेपण गरेको विभिन्न खर्च, आम्दानी र अपेक्षित प्रतिफलसँग सम्बन्धित विवरणहरूको विस्तृत अध्ययन तथा विश्लेषण गरी ने.वि.प्रा.ले माग गरेको अधिक खर्च वृद्धिमध्ये जायज एवम् तर्कसङ्गत खर्चमात्र स्वीकृत गरी ने.वि.प्रा.लाई आ.व. २०७८/०७९ को लागि आवश्यक पर्ने खर्च तथा बिक्री रकमको निर्धारण गरी सोही अनुरूप उपभोक्ता महसुलमा समायोजन गरिएको छ। ने.वि.प्रा.को निर्यातबाहेक अन्य आन्तरिक उपभोक्ताको हकमा औसतमा १.०४% ले महसुल घट्ने गरी आयोगले महसुल दर निर्धारण गरेको छ। ने.वि.प्रा.का निर्यात बाहेकका १३ (तेह्र) वटा उपभोक्ता वर्गहरू मध्येको कुल अनुमानित बिक्री रकमको ३७.६०% हिस्सा योगदान रहेको ग्राहस्थ वर्गमा विद्युत खपत बढाउन तथा उपभोक्ता माझ विद्युतको उचित मूल्य सुनिश्चित गर्न यस वर्गको महसुलमा समायोजन गरिएको छ। ग्रामिण तथा शहरी क्षेत्रका मध्यमवर्गीय उपभोक्ताहरू खाना पकाउने जस्ता कार्यहरू गर्न आयातित एल.पि. ग्यासबाट क्रमशः विद्युतीय उपकरणहरूमा आकर्षित हुन सकुन् र क्रमिक रूपमा आयातित इन्धनउपर राष्ट्रको परनिर्भरतासमेत कम गर्ने उद्देश्यले विद्युतको खपत बढाउन प्रोत्साहन गर्न यस वर्गको न्यूनतम तथा इनर्जी शुल्कमा समायोजन गरिएको छ।

ग्राहस्थ स्तरमा विद्युत खपत बढाउन तथा उपभोक्ता माझ विद्युतको उचित मूल्य सुनिश्चित गर्न ग्राहस्थ वर्गको महसुलमा औसतमा २.८४% ले घटाईएको छ। सिङ्गल फेजबाट मासिक १५१ देखि २५० युनिटसम्म खपत गर्ने ५ एम्पियर, १५ एम्पियर र ३० एम्पियरका ग्राहस्थ उपभोक्ताको मासिक न्यूनतम शुल्कको हकमा साबिकको महसुल दरमा रु. २५ ले घटाउने गरी क्रमशः प्रति ग्राहक रु. १००, रु. १२५ र रु. १५० कायम गरिएको छ। यसै गरी, सिङ्गल फेजबाट मासिक ४००

युनिटभन्दा बढी विद्युत खपत गर्ने ५ एम्पिएर, १५ एम्पियर, ३० एम्पियर र ६० एम्पिएरका ग्राहस्थ उपभोक्ताको मासिक न्यूनतम शुल्कको हकमा साबिकको महसुल दरमा रु. २५ ले घटाउने गरी क्रमशः प्रति ग्राहक रु. १५०, रु. १७५, रु. २०० र रु. २५० कायम गरिएको छ।

विपन्न नागरिकलाई लक्षित गरी ५ एम्पियरबाट मासिक २० युनिटसम्म खपत गर्ने ग्राहस्थ वर्गका उपभोक्ताको हकमा इनर्जी शुल्क नलाग्ने र न्यूनतम शुल्कमात्र लाग्ने गरी निर्णय गरिएको छ। यसै गरी, सिङ्गल फेजबाट आपूर्ति लिई मासिक १५१ देखि २५० युनिटसम्म खपत गर्ने ग्राहस्थ वर्गका उपभोक्ताको इनर्जी शुल्कको हकमा साबिकको दरमा प्रति युनिट ५० पैसा घटाई प्रति युनिट रु. ९.५० कायम गरिएको छ। साथै, सिङ्गल फेजबाट आपूर्ति लिई मासिक ४०० युनिटभन्दा माथि विद्युत खपत गर्ने ग्राहस्थ वर्गका उपभोक्ताको इनर्जी शुल्कमा प्रति युनिट रु. १ घटाई प्रति युनिट रु. ११ कायम गरिएको छ।

अतः आन्तरिक रूपमा विद्युत खपत वृद्धि गराउन उपभोक्तालाई प्रेरित गर्ने नेपाल सरकारको नीति अनुरूप सिङ्गल फेजबाट आपूर्ति लिई मासिक १५१ युनिटभन्दा बढी विद्युत खपत गर्ने ग्राहस्थ वर्गका उपभोक्ताका लागि विद्युतीय चुल्हो जस्ता घरयासी उपकरणको प्रयोगलाई प्रोत्साहन गर्ने हेतुले साबिकको भन्दा कम महसुल हुने गरी उपभोक्ता महसुल दर निर्धारण गरिएको छ।

आयातीत इन्धनलाई प्रतिस्थापन गर्ने तथा विद्युतीय सवारी साधनको प्रयोगलाई बढावा दिने हेतुले थ्री-फेजबाट विद्युत आपूर्ति लिने ग्राहस्थ वर्गका उपभोक्ताको हकमा आषाढदेखि कार्तिकसम्म वर्षा यामको महसुल दर र मङ्सिरदेखि जेष्ठसम्म सुख्खा यामको महसुल दर हुने गरी मौसमी दर कायम गरिएको छ। थ्री-फेज तल्लो भोल्टेज (२३०/४०० भोल्ट) बाट आपूर्ति लिने ग्राहस्थ वर्गका उपभोक्ताको हकमा मासिक ४०० युनिटसम्म विद्युत खपत गर्ने उपभोक्ताको वर्षा यामको इनर्जी शुल्कको हकमा साबिकको दरमा प्रति युनिट रु. १ ले घटाई प्रति युनिट रु. १०.५० कायम गरिएको छ भने मासिक

४०० भन्दा बढी युनिट विद्युत खपत गर्ने उपभोक्ताको वर्षा यामको इनर्जी शुल्क प्रति युनिट रु. १.५० ले घटाई प्रति युनिट रु. १०.५० र सुख्खा यामको इनर्जी शुल्क ५० पैसाले घटाई प्रति युनिट रु. ११.५० कायम गरिएको छ। साथै, ११/३३ किलोभोल्ट (के.भि.) बाट आपूर्ति लिई मासिक १००० युनिटसम्म विद्युत खपत गर्ने ग्राहस्थ वर्गका उपभोक्ताको वर्षा यामको इनर्जी शुल्कको हकमा साबिकको दरमा प्रति युनिट ५० पैसाले घटाई प्रति युनिट रु. १०.५० कायम गरिएको छ भने १००० भन्दा बढी युनिट विद्युत खपत गर्ने उपभोक्ताको वर्षा यामको इनर्जी शुल्क प्रति युनिट रु. १.५० ले घटाई प्रति युनिट रु. १०.५० र सुख्खा यामको इनर्जी शुल्क प्रति युनिट रु. १ ले घटाई प्रति युनिट रु. ११ कायम गरिएको छ। अतः आन्तरिक विद्युत खपत वृद्धि गराउने नेपाल सरकारको नीति अनुरूप तथा थ्री-फेजबाट विद्युत उपभोग गर्ने ग्राहस्थ वर्गका उपभोक्ताकोसमेत साबिकको भन्दा कम महसुल हुने गरी महसुल दर स्वीकृत गरिएको छ।

साथै, नेपालमा जनसङ्ख्याको ठूलो हिस्सा अझै पनि कृषिमा निर्भर रहेको र अर्थतन्त्रमा कृषिको योगदान उल्लेख्य रहेको पक्षलाई मध्यनजर गर्दै यस क्षेत्रको उत्थानमार्फत अर्थतन्त्रलाई गति दिने उद्देश्यका साथ सिँचाइ उपभोक्ता वर्गको हकमा औसतमा ४०.६९ % ले महसुल घटाइएको छ। टाइम अफ डे (टि.ओ.डि.) मिटरमार्फत ३३ के.भि.बाट आपूर्ति लिने सिँचाइ वर्गका उपभोक्ताको राति ११ बजेदेखि बिहान ५ बजेसम्मको इनर्जी शुल्क प्रति युनिट रु. १.१५ ले घटाई प्रति युनिट रु. २ कायम गरिएको छ भने बिहान ५ बजेदेखि साँझ ५ बजेसम्मको इनर्जी शुल्क प्रति युनिट रु. १.७० ले घटाई प्रति युनिट रु. ३ कायम गरिएको छ। यसै गरी, टि.ओ.डि. मिटरमार्फत ११ के.भि.बाट आपूर्ति लिने सिँचाइ वर्गका उपभोक्ताको राति ११ बजेदेखि बिहान ५ बजेसम्मको इनर्जी शुल्क प्रति युनिट रु. १.५० ले घटाई प्रति युनिट रु. २ कायम गरिएको छ भने बिहान ५ बजेदेखि साँझ ५ बजेसम्मको इनर्जी शुल्क प्रति युनिट रु. १.६५ ले घटाई प्रति युनिट रु. ३.१० कायम गरिएको छ।

टि.ओ.डि. मिटर नराखी ३३ के.भि.बाट आपूर्ति लिने सिँचाइ वर्गका उपभोक्ताको इनर्जी शुल्क प्रति युनिट रु. २.३० ले घटाई प्रति युनिट रु. २.५० कायम गरिएको छ। यसै गरी, टि.ओ.डि. मिटर नराखी ११ के.भि.बाट आपूर्ति लिने सिँचाइ वर्गका उपभोक्ताको इनर्जी शुल्क प्रति युनिट रु. २.३० ले घटाई प्रति युनिट रु. २.६० कायम गरिएको छ भने टि.ओ.डि. मिटर नराखी २३०/४०० भोल्टबाट आपूर्ति लिने सिँचाइ वर्गका उपभोक्ताको इनर्जी शुल्क प्रति युनिट रु. २.०५ ले घटाई प्रति युनिट रु. २.२५ कायम गरिएको छ।

सामुदायिक थोक उपभोक्ताले आफ्नो ग्राहक सङ्ख्या गुणा ३० बराबरको मासिक न्यूनतम शुल्क ने.वि.प्रा.लाई बुझाउने गरी र सोबापत आफ्नो ग्राहक सङ्ख्या गुणा २० बराबरको युनिट विद्युत ऊर्जा नि:शुल्क प्राप्त गर्ने तथा सोभन्दा बढी विद्युत ऊर्जा परिमाणका लागी निर्धारित ईनर्जी शुल्क अनुसार बिलिङ्ग गरिने छ। अन्य उपभोक्ताको हकमा साबिकको महसुल दरमा कुनै परिवर्तन गरिएको छैन।

साथै, सिङ्गल फेज तथा थ्री-फेजबाट विद्युत खपत गर्ने उपभोक्ताले मिटरको क्षमता वृद्धि गर्दा लाग्ने दस्तुर नि:शुल्क गरिएको छ। उपरोक्त समायोजनको कुल योग रु. १ अर्ब ४६ करोड ३ लाख ८ हजार हुन आउँछ जुन अधिक बिक्री रकमको ७९.७८% हो।

माथि उल्लेख गरिएको जानकारीहरूको आधारमा आ.व. २०७८/०७९ मा विभिन्न उपभोक्ता वर्गको बिक्री समायोजन गरी निम्नबमोजिमको कुल बिक्री रु. ८५ अर्ब ६१ करोड ५९ लाख १५ हजार हुने गरी विद्युत बिक्री स्वीकृत गरिएको छ :

तालिका ३५: आयोगद्वारा स्वीकृत विद्युत बिक्री

क.सं.	उपभोक्ता वर्ग	आ.व २०७६/०७७ औसत बिलिङ्ग दर (रु. प्रति किलोवाट-घण्टा)	आ.व २०७७/०७८ औसत बिलिङ्ग दर (रु. प्रति किलोवाट-घण्टा	आ.व. २०७८/०७९ प्रस्तावित औसत बिलिङ्ग दर (रु. प्रति किलोवाट-घण्टा)	आ.व. २०७८/०७९ समायोजित औसत बिलिङ्ग दर (रु. प्रति किलोवाट-घण्टा)	आ.व २०७८/०७९ प्रक्षेपित बिक्री युनिट (किलोवाट-घण्टा हजारमा)	आ.व. २०७८/०७९ समायोजित बिक्री (रु. हजारमा)
१.	ग्राहस्थ	९.५५	८.९९	८.७८	८.७३	३,६८६,५३७	३२,१९३,९८१
२.	गैह्र व्यापारिक	१५.३८	१४.१६	१४.२०	१४.२०	२४६,१०२	३,४९४,६४८
३.	व्यापारिक	१४.८३	१४.३५	१४.३१	१४.३१	६२९,६६९	९,०१०,५६३
४.	औद्योगिक	१४.२२	९.८३	१०.१३	९.७८	२,९७३,८११	२९,०७४,३९३
५.	खानेपानी	७.७०	५.८२	५.६९	५.६९	१३७,५५८	७८२,७०५
६.	सिँचाइ	४.५९	४.४१	२.६२	२.६२	९९,१८२	२५९,४६०
७.	सडक बत्ती	९.११	९.०८	९.११	९.११	१०७,९५६	९८३,४७९
८.	अस्थायी कनेक्सन	२१.४२	१६.८४	१९.९८	१९.९८	४,१९७	८३,८५६
९.	यातायात	७.९६	९.३३	९.०३	९.०३	३,९३२	३५,५०६
१०.	धार्मिक स्थल (साबिकको मन्दिर वर्ग)	६.४९	७.१६	६.७१	६.७१	१०,१४४	६८,०६६
११.	गैह्र ग्राहस्थ	१५.३७	१६.४६	१६.३९	१६.३९	१९५,४८८	३,२०४,०४८
१२.	मनोरञ्जन व्यवसाय	१८.८०	१९.८३	२०.४६	२०.४६	६,६१८	१३५,४०४
१३.	सामुदायिक थोक उपभोक्ता	४.९२	४.७७	३.९५	३.९५	१९४,९४९	७६९,५६४
१४.	निर्यात	०.००	७.१६	४.९५	४.९५	१,११५,२००	५,५२०,२४०
	जम्मा	**११.५५**	**९.७४**	**९.२३**	**९.१०**	**९,४११,३४३**	**८५,६१५,९१५**
	छुट (ने.वि.प्रा.ले प्रक्षेपण गरेको अनुपातमा)						(८९३,८९५)
	खुद बिक्री						८४,७२२,०२०

ने.वि.प्रा.को आ.व. २०७८/०७९ को लागि आवश्यक खर्च, आवश्यक बिक्री तथा निर्यातको प्रक्षेपणको आधारमा देखिएको अधिक बिक्री मध्ये रु. १ अर्ब ४६ करोड ३ लाख ८ हजार बराबरको लाभ उपभोक्ताले पाउने गरी ग्राहस्थ र सिँचाई उपभोक्ता वर्गको महसुल केही घट्ने गरी महसुलमा समायोजन गरी बाँकी रु. ३७ करोड १ लाख ५४ हजार बराबरको रकम आवश्यकता अनुसार आगामी महसुल निर्धारणमा समायोजन गर्न सक्ने गरी यथावत राखिएको छ।

तालिका ३६: आगामी महसुल निर्धारणमा समायोजन गर्न सकिने बाँकी अधिक बिक्री रकम

विवरण	आ.व. २०७८/७९ (रु. हजारमा)
खुद वार्षिक आवश्यक बिक्री (समायोजित)	८५,७८४,३४०
विद्युत बिक्रीबाट हुने छुटपछिको आम्दानी (समायोजित)	७९,२०१,७८०
विद्युत निर्यातबाट आम्दानी	५,५२०,२४०
अघिल्लो महसुलसम्बन्धी निर्णयवाट दिइएको अधिक बिक्रीको समायोजन	१,४३२,४७४
बाँकी अधिक बिक्री	३७०,१५४

विद्युत महसुल दर

१. ग्राहस्थ वर्ग

१.१ सिङ्गल फेज तल्लो भोल्टेज (२३० भोल्ट)

क.सं.	किलोवाट-घण्टाः युनिट (मासिक)	५ एम्पियर		१५ एम्पियर		३० एम्पियर		६० एम्पियर	
		मासिक न्यूनतम शुल्क (रु.)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	मासिक न्यूनतम शुल्क (रु.)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	मासिक न्यूनतम शुल्क (रु.)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	मासिक न्यूनतम शुल्क (रु.)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)
१	० देखि २०	३०	०	५०	४.००	७५	५.००	१२५	६.००
२	२१ देखि ३०	५०	६.५०	७५	६.५०	१००	६.५०	१२५	६.५०
३	३१ देखि ५०	५०	८.००	७५	८.००	१००	८.००	१२५	८.००
४	५१ देखि १००	७५	९.५०	१००	९.५०	१२५	९.५०	१५०	९.५०
५	१०१ देखि २५०	१००	९.५०	१२५	९.५०	१५०	९.५०	२००	९.५०
६	२५० भन्दा माथि	१५०	११.००	१७५	११.००	२००	११.००	२५०	११.००

नोटः ५ एम्पियरका ग्राहकको हकमा यदि मासिक २० किलोवाट-घण्टाः युनिटभन्दा बढी खपत गरेमा १ देखि २० किलोवाट-घण्टाः युनिटसम्मको इनर्जी शुल्क रु. ३.०० प्रति युनिटका दरले लाग्ने छ।

१.२ थ्री-फेज तल्लो भोल्टेज (४०० भोल्ट)

क. सं.	किलोवाट-घण्टाः युनिट (मासिक)	१० के.भि.ए.सम्म			१० के.भि.ए.भन्दा माथि		
		मासिक न्यूनतम शुल्क (रु.)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)		मासिक न्यूनतम शुल्क (रु.)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	
			आषाढदेखि कार्तिकसम्म	मङ्सिरदेखि जेष्ठसम्म		आषाढदेखि कार्तिकसम्म	मङ्सिरदेखि जेष्ठसम्म
१	जुनसुकै खपतको लागि	१,१००	१०.५०	११.५०	१,८००	१०.५०	११.५०

१.३ थ्री-फेज मझ्यौला भोल्टेज (३३/११ के.भी.)

क.सं.	किलोवाट-घण्टाः युनिट (मासिक)	मासिक न्यूनतम शुल्क (रु.)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	
			आषाढदेखि कार्तिकसम्म	मङ्सिरदेखि जेष्ठसम्म
१	जुनसुकै खपतको लागि	१०,०००	१०.५०	११.००

२. अन्य उपभोक्ता

२.१ तल्लो भोल्टेज स्तर (२३०/४०० भोल्ट)

क्र.सं.	उपभोक्ता वर्ग	डिमाण्ड शुल्क (रु.प्रति के.भि.ए. प्रति महिना)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)
१	औद्योगिक		
	क. ग्रामिण तथा घरेलु उद्योग	६०	७.८०
	ख. साना उद्योग	११०	९.६०
२	व्यापारिक	३२५	११.२०
३	गैह्र व्यापारिक	२१५	१२.००
४	सिँचाइ	०	२.२५
५	खानेपानी		
	क. सामुदायिक खानेपानी	०	४.२०
	ख. अन्य खानेपानी	१६०	७.२०
६	यातायात		
	क. सार्वजनिक यातायात (चार्जिङ्ग स्टेशनसमेत)	२००	५.७५
	ख. अन्य यातायात	२२०	८.९०
७	धार्मिक स्थल	०	६.१०
८	सडक बत्ती		
	क. मिटर जडान भएको	०	७.३०
	ख. मिटर जडान नभएको	२४७५	०
९	अस्थायी कनेक्सन	०	१९.८०
१०	गैह्र ग्राहस्थ	३५०	१३.००
११	मनोरञ्जन व्यवसाय	३५०	१४.००

२.२ माथिल्लो भोल्टेज स्तर

क्र.सं.	उपभोक्ता वर्ग	डिमाण्ड शुल्क (रु.प्रति के.भि.ए. प्रति महिना)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)
अ.	माथिल्लो भोल्टेज		
१	औद्योगिक (१३२ के.भी.)	२३०	८.२०
२	औद्योगिक (६६ के.भी.)	२४०	८.३०
आ.	मझ्यौला भोल्टेज (३३ के.भी.)		
१	औद्योगिक	२५५	८.४०
२	व्यापारिक	३१५	१०.८०
३	गैह्र व्यापारिक	२४०	११.४०
४	सिँचाइ	०	२.५०
५	खानेपानी		
	क. सामुदायिक खानेपानी	०	४.६०
	ख. अन्य खानेपानी	१६०	६.६०
६	यातायात		
	क. सार्वजनिक यातायात (चार्जिङ स्टेशनसमेत)	२३०	५.६०
	ख. अन्य यातायात	२५५	८.६०
७	गैह्र ग्राहस्थ	३५०	१२.५५
८	मनोरञ्जन व्यवसाय	३५०	१३.५०
इ.	मझ्यौला भोल्टेज (११ के.भी.)		
१	औद्योगिक	२५५	८.६०
२	व्यापारिक	३१५	११.१०
३	गैह्र व्यापारिक	२४०	११.५०
४	सिँचाइ	०	२.६०
५	खानेपानी		

क.सं.	उपभोक्ता वर्ग	डिमाण्ड शुल्क (रु.प्रति के.भि.ए. प्रति महिना)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)
	क. सामुदायिक खानेपानी	०	४.८०
	ख. अन्य खानेपानी	१५०	६.८०
६	यातायात		
	क. सार्वजनिक यातायात (चार्जिङ्ग स्टेशनसमेत)	२३०	५.६०
	ख. अन्य यातायात	२५५	८.८०
७	धार्मिक स्थल	२२०	९.९०
८	अस्थायी कनेक्सन	३३०	१२.००
९	गैह्र ग्राहस्थ	३५०	१२.९०
१०	मनोरञ्जन व्यवसाय	३५०	१३.९०

३. टाइम अफ डे (टि.ओ.डि.) महसुल दर

३.१. वैशाखदेखि मङ्सिरसम्मको विद्युत महसुल दर

क.सं.	उपभोक्ता वर्ग	डिमाण्ड शुल्क (रु. प्रति के.भि.ए. प्रति महिना)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)		
			पिक समय (साँझ ५ बजेदेखि राति ११ बजेसम्म)	अफ पिक समय (राति ११ बजेदेखि बिहान ५ बजेसम्म)	अन्य समय (बिहान ५ बजेदेखि साँझ ५ बजेसम्म)
अ.	माथिल्लो भोल्टेज				
१	औद्योगिक (१३२ के.भी.)	२३०	१०.००	४.६५	८.२०
२	औद्योगिक (६६ के.भी.)	२४०	१०.१०	४.७५	८.३०
आ.	मझ्यौला भोल्टेज (३३ के.भी.)				
१	औद्योगिक	२५०	१०.२०	५.२५	८.४०
२	व्यापारिक	३१५	१२.३०	६.७५	१०.८०

नेपाल विद्युत प्राधिकरणको विद्युत उपभोक्ता महसुल दर निर्धारणसम्बन्धी निर्णयको पूर्णपाठ - २०७८ -- ७७ --

क्र.सं.	उपभोक्ता वर्ग	डिमाण्ड शुल्क (रु. प्रति के.भि.ए. प्रति महिना)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)		
			पिक समय (साँझ ५ बजेदेखि राति ११ बजेसम्म)	अफ पिक समय (राति ११ बजेदेखि बिहान ५ बजेसम्म)	अन्य समय (बिहान ५ बजेदेखि साँझ ५ बजेसम्म)
३	गैह व्यापारिक	२४०	१३.२०	७.००	१२.००
४	सिँचाइ	०	६.३०	२.००	३.००
५	खानेपानी				
	क. सामुदायिक खानेपानी	०	६.२०	३.१०	४.६०
	ख. अन्य खानेपानी	१५०	१०.२०	५.२५	८.४०
६	यातायात				
	क. सार्वजनिक यातायात (चार्जिङ्ग स्टेशनसमेत)	२३०	७.००	३.७०	५.५०
	ख. अन्य यातायात	२५५	९.३५	३.७०	८.४०
७	सडक बत्ती	८०	८.४०	३.५०	४.२०
इ.	**मझ्यौला भोल्टेज (११ के.भी.)**				
१	औद्योगिक	२५०	१०.५०	५.४०	८.५५
२	व्यापारिक	३१५	१२.६०	६.९०	११.१०
३	गैह व्यापारिक	२४०	१३.५०	७.१५	१२.२५
४	सिँचाइ	०	६.४०	२.००	३.१०
५	खानेपानी				
	क. सामुदायिक खानेपानी	०	६.३०	३.४०	४.७०
	ख. अन्य खानेपानी	१५०	१०.५०	५.४०	८.५०
६	यातायात				
	क. सार्वजनिक यातायात (चार्जिङ्ग स्टेशनसमेत)	२३०	७.१५	४.२०	५.६०
	ख. अन्य यातायात	२५५	९.६५	४.२०	८.५०
७	सडक बत्ती	८०	८.८०	३.७५	४.४०

नेपाल विद्युत प्राधिकरणको विद्युत उपभोक्ता महसुल दर निर्धारणसम्बन्धी निर्णयको पूर्णपाठ - २०७८ -- ७८ --

क्र.सं.	उपभोक्ता वर्ग	डिमाण्ड शुल्क (रु. प्रति के.भि.ए. प्रति महिना)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)		
			पिक समय (साँझ ५ बजेदेखि राति ११ बजेसम्म)	अफ पिक समय (राति ११ बजेदेखि बिहान ५ बजेसम्म)	अन्य समय (बिहान ५ बजेदेखि साँझ ५ बजेसम्म)
८	धार्मिक स्थल	२२०	११.३०	५.१५	९.१०
९	अस्थायी	३३०	१४.४०	६.६०	११.७५
ई.	**तल्लो भोल्टेज (२३०/४०० भोल्ट)**				
१	यातायात				
	क. सार्वजनिक यातायात (चार्जिङ्ग स्टेशनसमेत)	२००	७.२५	४.३०	५.७५
	ख. अन्य यातायात	२२०	९.७५	४.३०	८.६०

३.२. पौषदेखि चैत्रसम्मको विद्युत महसुल दर

क्र.सं.	उपभोक्ता वर्ग	डिमाण्ड शुल्क (रु. प्रति के.भि.ए. प्रति महिना)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	
			पिक समय (साँझ ५ बजेदेखि राति ११ बजेसम्म)	अन्य समय (राति ११ बजेदेखि भोलिपल्ट साँझ ५ बजेसम्म)
अ.	**माथिल्लो भोल्टेज**			
१	औद्योगिक (१३२ के.भी.)	२३०	१०.००	८.२०
२	औद्योगिक (६६ के.भी.)	२४०	१०.१०	८.३०
आ.	**मझ्यौला भोल्टेज (३३ के.भी.)**			
१	औद्योगिक	२५०	१०.२०	८.४०
२	व्यापारिक	३१५	१२.३०	१०.८०
३	गैह्र व्यापारिक	२४०	१३.२०	१२.००
४	सिँचाइ	०	६.३०	३.००

क्र.सं.	उपभोक्ता वर्ग	डिमाण्ड शुल्क (रु. प्रति के.भि.ए. प्रति महिना)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	
			पिक समय (साँझ ५ बजेदेखि राति ११ बजेसम्म)	अन्य समय (राति ११ बजेदेखि भोलिपल्ट साँझ ५ बजेसम्म)
५	खानेपानी			
	क. सामुदायिक खानेपानी	०	६.२०	४.६०
	ख. अन्य खानेपानी	१५०	१०.२०	८.४०
६	यातायात			
	क. सार्वजनिक यातायात (चार्जिङ्ग स्टेशनसमेत)	२३०	७.००	५.५०
	ख. अन्य यातायात	२५५	९.३५	८.४०
७	सडक बत्ती	८०	८.४०	४.२०
इ.	**मझ्यौला भोल्टेज (११ के.भी.)**			
१	औद्योगिक	२५०	१०.५०	८.५५
२	व्यापारिक	३१५	१२.६०	११.१०
३	गैह्र व्यापारिक	२४०	१३.५०	१२.२५
४	सिँचाइ	०	६.४०	३.१०
५	खानेपानी			
	क. सामुदायिक खानेपानी	०	६.३०	४.७०
	ख. अन्य खानेपानी	१५०	१०.५०	८.५०
६	यातायात			
	क. सार्वजनिक यातायात (चार्जिङ्ग स्टेशनसमेत)	२३०	७.१५	५.६०
	ख. अन्य यातायात	२५५	९.६५	८.५०
७	सडक बत्ती	८०	८.८०	४.४०

क्र.सं.	उपभोक्ता वर्ग	डिमाण्ड शुल्क (रु. प्रति के.भि.ए. प्रति महिना)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	
			पिक समय (साँझ ५ बजेदेखि राति ११ बजेसम्म)	अन्य समय (राति ११ बजेदेखि भोलिपल्ट साँझ ५ बजेसम्म)
८	धार्मिक स्थल	२२०	११.३०	९.१०
९	अस्थायी	३३०	१४.४०	११.७५
ई.	तल्लो भोल्टेज (२३०/४०० भोल्ट)			
१	यातायात			
	क. सार्वजनिक यातायात (चार्जिङ्ग स्टेशनसमेत)	२००	७.२५	५.७५
	ख. अन्य यातायात	२२०	९.७५	८.६०

३.३. डिमाण्ड शुल्क नलाग्ने टाइम अफ डे (टि.ओ.डि.) यातायात उपभोक्ता (Automatic Swap Card) विद्युत महसुल दर

१) सार्वजनिक यातायात (चार्जिङ्ग स्टेशनसमेत)

वैशाखदेखि मङ्सिरसम्मको विद्युत महसुल दर

विवरण	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)		
	पिक समय (साँझ ५ बजेदेखि राति ११ बजेसम्म)	अफ पिक समय (राति ११ बजेदेखि बिहान ५ बजेसम्म)	अन्य समय (बिहान ५ बजेदेखि साँझ ५ बजेसम्म)
३३ के.भी.	८.४०	४.४५	६.६०
११ के.भी.	८.६०	५.०५	६.७०
तल्लो भोल्टेज (२३०/४०० भोल्ट)	८.७०	५.०५	६.९०

पौषदेखि चैत्रसम्मको विद्युत महसुल दर

विवरण	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	
	पिक समय (साँझ ५ बजेदेखि राति ११ बजेसम्म)	अन्य समय (राति ११ बजेदेखि भोलिपल्ट साँझ ५ बजेसम्म)
३३ के.भी.	८.४०	६.६०
११ के.भी.	८.६०	६.७०
तल्लो भोल्टेज (२३०/४०० भोल्ट)	८.७०	६.९०

२) अन्य यातायात

वैशाखदेखि मङ्सिरसम्मको विद्युत महसुल दर

विवरण	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)		
	पिक समय (साँझ ५ बजेदेखि राति ११ बजेसम्म)	अफ पिक समय (राति ११ बजेदेखि बिहान ५ बजेसम्म)	अन्य समय (बिहान ५ बजेदेखि साँझ ५ बजेसम्म)
३३ के.भी.	११.२०	४.४५	१०.१०
११ के.भी.	११.६०	५.०५	१०.२०
तल्लो भोल्टेज (२३०/४०० भोल्ट)	११.७०	५.१५	१०.३०

पौषदेखि चैत्रसम्मको विद्युत महसुल दर

विवरण	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	
	पिक समय (साँझ ५ बजेदेखि राति ११ बजेसम्म)	अन्य समय (राति ११ बजेदेखि भोलिपल्ट साँझ ५ बजेसम्म)
३३ के.भी.	११.२०	१०.१०
११ के.भी.	११.६०	१०.२०
तल्लो भोल्टेज (२३०/४०० भोल्ट)	११.७०	१०.३०

नोटः

१) चार्जिङ्ग स्टेशन सञ्चालकले विद्युतीय सवारी साधनलाई चार्जिङ्ग सेवा दिएबापत उपरोक्त महसुल दरमा प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिटमा अधिकतम २० % सम्म थप गरी लिन पाउने छ।

२) **सार्वजनिक यातायात (चार्जिङ्ग स्टेशनसमेत)**: प्रचलित कानूनबमोजिम भाडादर निर्धारण हुने सार्वजनिक यातायातको रूपमा ट्रलिबस र सार्वजनिक सवारी साधनमा प्रयोग हुने इलेक्ट्रिक बस/मिनिबस, सफा टेम्पो एवम् अन्य सवारी साधनको ब्याट्री चार्ज गर्न विद्युत शक्ति प्रयोग गर्ने चार्जिङ्ग स्टेशनका उपभोक्ताहरू।

३) **अन्य यातायात** : प्रचलित कानूनबमोजिम भाडादर निर्धारण हुने सार्वजनिक यातायातका साधन जस्तैः केबलकार, रोपवे, मेट्रो आदि र अन्य विद्युतीय सवारी साधन सञ्चालनका लागि विद्युत शक्ति प्रयोग गर्ने उपभोक्ताहरू।

४. सामुदायिक थोक उपभोक्ता महसुल दर

क्र.सं.	उपभोक्ता वर्ग	मासिक न्यूनतम शुल्क (रु.)	इनर्जी शुल्क (रु.प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)
अ.	मझ्यौला भोल्टेज (११ के.भी./३३ के.भी.)		
	N x २० युनिटसम्म (मासिक)	N x ३०	०
	N x २० युनिटभन्दा माथि (मासिक)		६.००
आ.	तल्लो भोल्टेज (२३०/४०० भोल्ट)		
	N x २० युनिटसम्म (मासिक)	N x ३०	०
	N x २० युनिटभन्दा माथि (मासिक)		६.२५

नोटः

१) N = सम्बन्धित सामुदायिक थोक उपभोक्ताअन्तर्गत रहेका कुल उपभोक्ता सङ्ख्या।

२) यस तालिकाबमोजिमको महसुल सामुदायिक थोक उपभोक्ताले ने.वि.प्रा.लाई मासिक रूपमा बुझाउनुपर्ने छ।

५. अन्य दस्तुर तथा सेवा शुल्क

सेवा	दररेट (रु.)
१. आवेदन फारम	
क) ग्राहस्थ तर्फ	१००
ख) अन्य ग्राहक	२००
ग) अन्य प्रयोजनको निवेदनमा	१०
२. फ्यूज सेवा	
क) सिङ्गल फेज	१००
ख) थ्रि फेज	२००
३. मिटर सिल लगाउँदा	
क) बाकसको सिल	
१) ग्राहकले निवेदन दिएकोमा	२००
२) कार्यालयले फेला पारेमा	५००
ख) अन्य सिल	
१) टर्मिनल सिल	४००
२) रिडिङ्ग सिल	१०००
३) सि.टि./पि.टि. सिल	१०००
४. नयाँ बत्ति जडान गर्दा	
४.१ ग्राहस्थ वर्ग (इनर्जी मिटर क्षमता)	
क) ५ एम्पियर	१००
ख) १५ एम्पियर	१५०
ग) ३० एम्पियर	३००
घ) ६० एम्पियर	५००
ङ) थ्रि फेज	१०००
४.२ अन्य ग्राहक	

सेवा	दररेट (रु.)
क) १० के.भि.ए.सम्मको	१०००
ख) १० के.भि.ए.भन्दा माथि	१५००
ग) टाइम अफ डे (टि.ओ.डि.) मिटर	१५००
५. पोल जडान गर्नु परेमा	
क) सिङ्गल फेज प्रति पोलको	५००
ख) थ्रिफेज प्रति पोलको	१०००
६. मिटरको क्षमता थपघट गर्दा	
६.१ सिङ्गल फेज	
क) मिटरको क्षमता बढाउँदा	०
ख) मिटरको क्षमता घटाउँदा	३००
६.२ थ्रिफेज	
क) मिटरको क्षमता बढाउँदा	०
ख) मिटरको क्षमता घटाउँदा	५००
७. विद्युत सप्लाई काट्ने र पुनः जोड्ने (सिङ्गल फेज र थ्रि फेज)	
क) लाइन काट्ने परेमा	२५०
ख) लाइन जोड्न परेमा	५००
८. ठाउँ सारी गर्दा	
क) सिङ्गल फेज	७००
ख) थ्रिफेज	१०००
९. नाम सारी गर्दा	
क) ग्राहस्थ	
१) अंशवण्डा भएको कारणले लिखित आधारमा नामसारी गरी दिनु पर्दा	५००
२) घर बिक्री भएको अवस्थामा लिने दिने दुवैको रोहोवरमा हक हस्तान्तरण गर्दा	१०००
३) खरिदबिक्री भई घरजग्गाको स्वामित्व हस्तान्तरण हुने अवस्थामा पत्रपत्रिकामा सार्वजनिक सूचना प्रकाशित गरी नामसारीको कारवाही गर्नु पर्दाको अवस्थामा	१५००

सेवा	दररेट (रु.)
ख) औद्योगिक र अन्य	२०००
१०. मिटर टेष्टिङ	
क) सिङ्गल फेज	५००
ख) थ्रिफेज	१०००
ग) टाइम अफ डे (टि.ओ.डि.) मिटर	२०००
घ) सबमिटर	५००
ङ) सि.टि. मिटर	१५००
११. लगत खारेज दस्तुर	
क) सिङ्गल फेज	५००
ख) थ्रिफेज	१०००

६. निर्देशन

आयोगले यस अघि मिति २०७७/०३/०१ देखिको विद्युत खपतमा लागू हुने गरी ने.वि.प्रा.का उपभोक्ता (सामुदायिक थोक उपभोक्ता संस्थाअन्तर्गत रहेका उपभोक्तासमेत) को विद्युत महसुल दर निर्धारणसम्बन्धी निर्णय, २०७७ (निवेदन सङ्ख्या [Petition Number] : ERC/076/77/tariff-01) (यसपश्चात् "साविकको निर्णय" भनिएको) जारी गर्दाको बखत उक्त निर्णयानुसार निर्धारित महसुल दर लागू गर्ने क्रममा ने.वि.प्रा.सँग उपभोक्ता महसुल कार्यान्वयन सम्बन्धी राखेको अपेक्षा, निर्देशिकाको दफा ५ मा निर्दिष्ट गरिएका निर्देशक सिद्धान्तको कार्यान्वयन एवम् ऐन तथा नियमावलीले परिकल्पना गरेको लक्ष्य प्राप्त गर्न ने.वि.प्रा.लाई ऐनको दफा ३७ बमोजिम निर्देशनसमेत[१] प्रदान गरेको थियो। ती निर्देशनहरू उक्त महसुल दर निर्धारणसम्बन्धी आदेशको अंश रहेको र ने.वि.प्रा.लाई सोको पालना गर्न बाध्यकारी हुनेसमेत साविकको निर्णयमा उल्लेख गरिएको हो।

ने.वि.प्रा.द्वारा आयोगसमक्ष आ.व. २०७८/०७९ को उपभोक्ता महसुल निर्धारणसम्बन्धी प्रस्ताव पेस गर्दा साविकको निर्णयसँग उल्लेख गरिएका निर्देशनको पालनाको सम्बन्धमा कुनै जानकारी पेस नभएको र त्यस सम्बन्धमा विवरण पेस गर्न आयोगले पत्राचार गरेकोमा ने.वि.प्रा.ले आयोगबाट दिइएका संस्थागत सुधार, कार्यक्षमता र पारदर्शिता, चुस्त सेवा प्रवाह र लागत कटौतीका विषयमा निरन्तर ने.वि.प्रा.को तर्फबाट सुधार गर्दै आफ्नो सेवा प्रवाह गरिरहेको जानकारीको सारांश देहायबमोजिम रहेको छ :

[१] भाग ६, पृष्ठ ६१, विद्युत नियमन आयोग, नेपाल विद्युत प्राधिकरणका उपभोक्ता (सामुदायिक थोक उपभोक्ता संस्थाअन्तर्गत रहेका उपभोक्तासमेत) को विद्युत महसुल दर निर्धारणसम्बन्धी निर्णय (आ.व. ०७७/७८) को पूर्ण विवरण।

तालिका ३७: ने.वि.प्रा.बाट प्राप्त जानकारीको सारांश

क. सं.	विषय	प्रगति विवरण
१.	ग्राहकसम्बन्धी विवरण	उपभोक्ता महसुल वर्गीकरण अनुसार सबै उपभोक्ताको मासिक ग्राहक सङ्ख्या, विद्युत खपतको अवस्था र आयसम्बन्धी एकिकृत विवरण तयारको लागि ने.वि.प्रा.को Billing System लाई Computerized Software मार्फत मासिक Consumption Pattern बमोजिमको विवरण सङ्कलन हुने प्रणालीमार्फत समस्त ग्राहकको एकिकृत विवरण तयार हुने गर्दछ।
२.	प्राधिकरणको रणनैतिक कार्ययोजना र भावी कार्यदिशा	आगामी २ वर्ष भित्र हरेक नेपालीको पहुँचमा विद्युत सेवा पुऱ्याउने नेपाल सरकारले लिएको लक्ष्यलाई ने.वि.प्रा.ले पूरा गर्ने गरी कार्ययोजना बनाएको छ। साथै विद्युत सेवालाई भरपर्दो, सर्वसुलभ, गुणस्तरीय, विश्वसनीय तथा सुरक्षित बनाउन आवश्यक रणनीति एवम् कार्ययोजनाका साथ कार्यक्रम बनाई कार्यान्वियन गर्दिै लगिएको छ। प्राधिकरणले विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण एवम् व्यापारसम्बन्धी समग्र खाका तयार गरी आगामी ४ वर्षे संस्थागत विकास योजना (Corporate Development Plan – 2020/24) बनाई कार्यान्वियनमासमेत ल्याइसकेको छ।
३.	सूचना प्रविधिको उपयोग एवम् स्वचालित प्रणालिको विकास	सूचना प्रविधिको मार्गचित्रलाई प्रभावकारी रूपमा कार्यान्वियनमा ल्याई Digital NEA को अवधारणा अनुरूप प्राधिकरणका हरेक क्रियाकलापलाई डिजिटलाइजेसन (Digitalization) गर्ने कार्य सुरु भई सकेका छन्। वितरण प्रणालीलाई स्वचालित बनाउन तथा स्मार्ट मिटर लगायत सूचना प्रविधि सम्बद्ध कार्य गर्न स्यूचाटारको भार प्रेषण केन्द्रमा वितरण प्रणाली नियन्त्रण सहितको डाटा भण्डारण तथा सञ्चालनका लागि डाटा सेन्टर निर्माण गर्ने कार्य अगाडि बढाइसकिएको छ।
४.	आगामी वर्षहरूमा लगानी हुने पुँजीगत विवरणको जानकारी सम्बन्धमा	ने.वि.प्रा.ले विद्युत उत्पादन, प्रसारण एवम् वितरणका क्षेत्रमा आवश्यक अल्पकालीन एवम् मध्यकालीन योजनाका साथ लगानीको कार्ययोजनाका कार्यक्रम बनाएको छ। नेपाल सरकार, ने.वि.प्रा.को आन्तरिक स्रोत एवम् दातृ निकाय र वित्तीय संस्थाको ऋण र अनुदान सहयोगसमेतबाट स्रोत जुटाई विद्युत उत्पादन, प्रसारण एवम् वितरणका क्षेत्रमा लगानी हुने गर्दछ।
५.	चुहावट नियन्त्रण	चुहावट नियन्त्रणसम्बन्धी आगामी ४ वर्षे विस्तृत कार्ययोजना सहित ने.वि.प्रा.को लक्ष्य प्राप्तिलाई नोभेल कोरोनाभाइरस (कोभिड-१९) महामारीले गहन असर गरेका कारण तय गरिएका लक्ष्यहरू पूरा हुन सकेको छैन। आम जनताको जीउधनको सुरक्षाका लागि नेपाल सरकार र स्थानिय प्रशासनबाट जारी गरिएका बन्दाबन्दी र निषेधाज्ञाले नियिमत मिटर रिडिङ्ग र विद्युत चुहावट नियन्त्रण गर्ने कार्य प्रभावित हुन गएको कारण प्रणालीमा १७.१८% को चुहावट रहेको छ। आगामी वर्ष क्रमशः घटाई लाने लक्ष्य मुताविक चुहावट नियन्त्रण गरिने छ। आगामी वर्ष प्रणालीमा चुहावट १५.५०% मा झार्ने लक्ष्य तय गरिएको छ।

क्र. सं.	विषय	प्रगति विवरण
६.	वेबसाइटको उपयोग	ने.वि.प्रा.बाट जारी गरिएका नियम र विनियम, ग्राहकसँग सम्बन्धित विवरण लगायत सुसूचित गर्नुपर्ने प्रत्येक कागजातहरू आफ्नो वेबसाइटलगायत अन्य माध्यमबाट पनि समय मै सुसूचित गराई व्यवस्थित गर्ने गरिएको।
७.	ग्राहस्थ वर्गमा टि.ओ.डि. महसुल कार्यान्वयन गर्ने सम्बन्धमा	ने.वि.प्रा.बाट सुरु गरिएको वितरण प्रणालीलाई आधुनिकीकरण गर्ने योजनाअनुरूप ग्राहकको घर घरमा स्मार्ट मिटर जडानको कामसँगै ग्राहस्थ वर्गका उपभोक्तालाई टि.ओ.डि. महसुल कार्यान्वयन हुने अवस्था भएकोले सो अनुरूप काठमाडौं उपत्यका र उपत्यकाबाहिरका शहरमा थालिएको भूमिगत वितरण प्रणालीबाट टि.ओ.डि. महसुलको सम्भावना हुने भएकोले यसको व्यवस्थापन गर्न सुरु भइसकेको स्मार्ट मिटरको जडानपश्चात् क्रमशः अन्य वर्गका उपभोक्तालाई पनि टि.ओ.डि. महसुल कार्यान्वयन गर्दै लगिने छ।

आयोगको साबिकको निर्णयबमोजिमको निर्देशन पालनाको सिलसिलामा ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको उल्लेखित जानकारी तथा ने.वि.प्रा. द्वारा आ.व. २०७८/७९ को विद्युत उपभोक्ता महसुल दर प्रस्तावसँग संलग्न गरिएको विवरण विश्लेषण गरी ने.वि.प्रा.लाई देहायबमोजिमको निर्देशन दिइन्छ :

१. साबिकको निर्णयले निर्देशित गरेबमोजिम ने.वि.प्रा.ले विवरण पेस गर्दा ग्राहस्थ वर्ग तथा औद्योगिक वर्गको भोल्टेजस्तर, समय (टाइम अफ डे) अनुसारको विद्युत खपत एवम् उपभोक्ता सङ्ख्यासम्बन्धी विवरण पेस गरेको भए तापनि अन्य ग्राहक वर्गको भोल्टेजस्तर एवम् समय (टाइम अफ डे) अनुसारको विद्युत खपत तथा उपभोक्ता सङ्ख्यासम्बन्धी विवरण पेस गरिएको छैन। आयोगले ने.वि.प्रा.को उपभोक्ता महसुल दर निर्धारण गर्दा ने.वि.प्रा.को वित्तीय अवस्थामा पर्ने प्रभावको यथार्थ आङ्कलन गर्न त्यस्ता जानकारी एवम् तथ्याङ्क अत्यावश्यक हुने भएका कारण ने.वि.प्रा.बाट पेस हुने आगामी महसुलसम्बन्धी प्रस्तावमा टाइम अफ डे मिटर जडान भएका उपभोक्ताको खपतको विश्लेषणसम्बन्धी जानकारी अनिवार्य रूपमा र टाइम अफ डे मिटर जडान नभएका बाँकी उपभोक्ताको हकमा कहिलेसम्म जडान गर्न सकिने हो, सोको जानकारी आ.व. २०७९ आषाढ मसान्तसम्म आयोगसमक्ष पेस गर्नुपर्ने छ।

२. साबिकको निर्णयमामा आयोगले घर बहालमा बस्ने बहालवालालाई उक्त घरमा रहेको मिटरको खपतको आधारमा बिलिङ्ग हुँदा तय भएको अधिकतम दर भन्दा बढी महसुल उठाउन नपाउने व्यवस्था गर्न एवम् बहालवालाले नै मिटर वा सबमिटर लिनसक्ने व्यवस्था गर्ने सम्बन्धमा अध्ययन गरी सो प्रतिवेदन अर्को महसुल निर्धारणको लागि निवेदन दिनु अघि आयोगसमक्ष पेस गर्न ने.वि.प्रा.लाई निर्देशन दिइएको थियो। यसतर्फ ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको आ.व. २०७८/०७९ को महसुल दर निर्धारणको निवेदनको साथ समेत सोसम्बन्धी जानकारी पेस नगरेकोले आ.व. २०७९ आषाढ मसान्तसम्म आयोगसमक्ष पेस गर्नुपर्ने छ।

३. ने.वि.प्रा.ले आ.व. २०७८/०७९ को महसुल दर निर्धारणसम्बन्धी निवेदनसँग संलग्न गरेको विवरणमा हाल केही स्थानका ग्राहस्थ वर्गका उपभोक्ताको घरमा कार्य अगाडि बढाइएको उल्लेख गरिएको भए तापनि घरायसी प्रयोजनको लागि टाइम अफ डे महसुल लागू गर्ने सम्बन्धमा कुनै जानकारी आयोगसमक्ष पेस गरिएको छैन। जडान गरिएका स्मार्ट मिटरसँग सम्बन्धित रेडियो फ्रिक्वेन्सीको लागत तथा सो मिटरको राष्ट्रव्यापी रूपमा जडान गर्दा ने.वि.प्रा.लाई पर्न जाने वित्तीय असरसम्बन्धी विवरण र सोको प्रगति विवरण आयोगसमक्ष पेस गर्न निर्देशन दिइन्छ।

४. आयोगले ने.वि.प्रा.लाई साबिकको निर्णयबमोजि दिएको निर्देशन यस उपभोक्ता महसुलदर निर्धारणको प्रस्ताव पेस गर्दा कार्यान्वयन नभएकोमा आयोगको ध्यानाकर्षण भएको छ। तसर्थ, ने.वि.प्रा.ले अब उपरान्त आयोगसमक्ष विद्युत उपभोक्ता महसुल दर निर्धारणको लागि प्रस्ताव पेस गर्दा सो प्रस्तावका साथ उपभोक्ता महसुल दर निर्धारणका लागि आवश्यक विवरण तथा यस निर्णयबमोजिमका निर्देशन अनुसारका विवरण अनिवार्य रुपमा आयोगसमक्ष पेस गर्नुपर्ने छ। ने.वि.प्रा.ले विद्युत महसुललाई असर पर्ने विवरणको सङ्कलन, अभिलेखन तथा प्रस्तुतीकरण गर्दा तथ्यपरक बनाउनुका साथै आगामी महसुलसम्बन्धी प्रस्ताव आयोगसमक्ष पेस गर्दा यथेष्ट पूर्वतयारी गर्न र सो प्रस्तावसँग संलग्न गरिने

तथ्याङ्कको यथार्थता तथा स्पष्टतामा ध्यान दिई आवश्यक सूचना, जानकारी र तथ्याङ्क समयमै आयोगसमक्ष पेस गर्न निर्देशन दिइन्छ।

५. नियामकीय अनुपालन सम्बन्धमा जिम्मेवारी : नियमनका विषयमा आयोगसँग नियमित सम्पर्कमा रहनुपर्ने भएकोले निर्देशनालय/विभाग/महाशाखा/पदाधिकारीलाई देहायबमोजिमको भूमिका निर्वाह गर्ने गरी जिम्मेवारी प्रदान गर्न निर्देश गरिन्छः

क) विभिन्न जानकारी, तथ्याङ्क र विवरण सङ्कलन एवम् अद्यावधिक गर्ने,

ख) ने.वि.प्रा.को ऋण, ब्याज, स्थिर सम्पत्ति, स्वलगानी/स्वपुँजीको सम्बन्धमा आवश्यक विवरण सङ्कलन एवम् अद्यावधिक गर्ने,

ग) आयोगको विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६ ले तोकेका विवरणहरूको सङ्कलन तथा अद्यावधिक गर्ने,

घ) आयोगको निर्देशनको परिपालन सम्बन्धमा जानकारी राख्ने तथा प्रगति सङ्कलन एवम् अद्यावधिक गर्ने,

ङ) उपभोक्ता हकहितसम्बन्धी विषयमा गरिनुपर्ने कारबाही एवम् निर्णय प्रक्रिया तय गर्ने,

च) आयोगसमक्ष पेस गर्नुपर्ने विभिन्न प्रतिवेदन, अध्ययन, विश्लेषणसम्बन्धी कार्य गर्ने,

छ) सूचना, जानकारी एवम् तथ्याङ्कहरूको व्यवस्थापन एवम् प्रस्तुतिसम्बन्धी कार्य गर्ने।

६. सूचना, जानकारी एवम् तथ्याङ्कहरूको व्यवस्थापन एवम् प्रस्तुति सम्बन्धमा:

- आयोगले अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिद्वारा प्रदान गरिने जानकारी, तथ्याङ्क र विवरणका आधारमा महसुलसम्बन्धी निर्णय लिनुपर्ने हुन्छ। नियामकीय निर्णय न्यायोचित र यथार्थपरक तथ्याङ्क वा जानकारीमा आधारित होस् भन्ने सुनिश्चितता गर्न अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिद्वारा उपलब्ध गराइने सूचना, जानकारी एवम् तथ्याङ्क सही, स्पष्ट तथा पूर्ण हुनु जरुरी हुन्छ। आगामी दिनमा ने.वि.प्रा.ले

सूचना, जानकारी एवम् तथ्याङ्कहरूको सङ्कलन, अभिलेखन र प्रस्तुतीकरण गर्न ने.वि.प्रा.ले विशेष दक्षताको विकास एवम् प्रदर्शन गर्न निर्देशन दिइन्छ।

- महसुलसम्बन्धी प्रस्ताव प्रस्तुत गर्दा विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६ को अनुसूची-४ अन्तर्गतको विभिन्न शीर्षक (Form CTF) अन्तर्गत उल्लेख गरिने रकमहरूको वर्गीकरण सम्बन्धमा विस्तृत जानकारी अग्रिम रूपमा महसुल प्रस्तावसँगै संलग्न गरी पेस गर्न निर्देशन दिइन्छ।

७. खानेपानी, मन्दिर/धार्मिक स्थल, सामुदायिक अस्पताल आदि जस्ता मुनाफा आर्जन नगर्ने उपभोक्ताहरूको महसुल दर सुलभ र न्यायोचित बनाउने सम्बन्धमा अध्ययन गरी आगामी महसुल दर निर्धारणको प्रस्ताव अघि आयोगसमक्ष प्रतिवेदन पेस गर्न निर्देशन दिइन्छ।

८. अन्तरदेशीय विद्युत व्यापारको सम्बन्धमा आवश्यक विवरण, तथ्याङ्क, तथा जानकारीहरू अभिलेखीकरण गर्न निर्देशन दिइन्छ।

९. ने.वि.प्रा.को उत्पादन निर्देशनालयको वार्षिक प्रतिवेदनअनुसार माथिल्लो त्रिशुली ३ "ए" विद्युत केन्द्रको वार्षिक उत्पादन ४८९.७६ गिगावाट-घण्टा प्रति वर्ष हुनुपर्ने छ। तथापि, उक्त आयोजनाबाट विद्युत उत्पादनको तेस्रो वर्षको सुरुवातसम्म पनि पूर्ण क्षमतामा विद्युत उत्पादन हुन नसकेको देखिन्छ। आर्थिक वर्ष २०७६/०७७ र २०७७/०७८ मा उक्त विद्युत केन्द्रको उत्पादन डिजाइन इनर्जीको ८३.८३% र ६४.२७% मात्र रहेको छ। डिजाइन इनर्जीको हाराहारीमा सञ्चालन हुन नसक्नुको कारण पेस यस निर्णयको मितिले तीन महिना भित्र आयोगसमक्ष पेस गर्न निर्देशन दिइन्छ।

१०. ने.वि.प्रा.को Net Metering सँग सम्बन्धित जडान उपकरण एवम् बिलिङ्ग प्रक्रियामा सुधार गरी उचित अन्तर्राष्ट्रिय अभ्यासलाई मध्यनजर गरी नेपालको ऊर्जा क्षेत्रको हकमा वर्तमान परिप्रेक्षमा

सुहाउँदो व्यवस्थाको अध्ययन गरी आ.व. २०७९ आषाढ मसान्त भित्र आयोगसमक्ष पेस गर्न निर्देशन दिइन्छ।

११. साविकको निर्णयमा ने.वि.प्रा.लाई आयोगले प्रदान गरेका दीर्घकालीन महत्वका सान्दर्भिक निर्देशनहरूको पालना गर्न निर्देशन दिइन्छ।

१२. विद्युतको चोरी तथा अनधिकृत प्रयोगको प्रभावकारी नियन्त्रण गर्न आवश्यक कारवाही अघि बढाउन निर्देशन दिइन्छ।

१३. ग्राहस्थ वर्गभित्रका उपभोक्ताको मासिक खपतको आधारमा वैज्ञानिक ढंङ्गले पुनरावलोकन गरी समयसापेक्ष रुपमा यस वर्ग भित्र रहेका उपभोक्तालाई न्यूनतम सङ्ख्यामा वर्गीकरण गरी सरलीकृत महसुल दर लागू गर्ने सम्बन्धमा आयोगसमक्ष आगामी महसुल दर निर्धारणसम्बन्धी प्रस्ताव गर्दा संलग्न गर्न निर्देशन दिइन्छ।

१४. विद्युत उत्पादन क्रमशः आन्तरिक मागभन्दा अधिक हुँदै गएको अवस्थालाई मध्यनजर गर्दै विद्युत खपत बढाउन प्रोत्साहन गर्ने हेतुले ग्राहस्थ वर्गको उपभोक्ताले आफ्नो विद्युतको खपत बढाउँदा महसुल दर क्रमशः कम हुने प्रकारको महसुल दरको सम्भाव्यता अध्ययन गरी आयोगसमक्ष पेस गर्न निर्देशन दिइन्छ।

१५. विद्युत आपूर्तिको सेवाको लागतको गणना गर्ने सम्बन्धमा प्रयोग गरिएको आधार एवम् प्रक्रियासम्बन्धी जानकारी आयोगसमक्ष पेस गर्न निर्देशन दिइन्छ।

१६. विद्युत प्रणालीको अविछिन्न आपूर्ति तथा विश्वसनीयता कायम राख्नको लागि प्रणालीमा आवश्यक पर्ने Spinning Reserve को यकिन गरी आगामी महसुल दर निर्धारणसम्वन्धी प्रस्ताव पेस गर्दा संलग्न गर्न निर्देशन दिइन्छ।

इति सम्वत् २०७८ साल कार्तिक ०८ गते रोज २ शुभम्।

अनुसूची-१
बिलिङ्ग गर्ने तरिका

क. ग्राहस्थ वर्ग : सिङ्गल फेज तल्लो भोल्टेज (२३० भोल्ट)

५ एम्पियरतर्फ

क्र.सं.	किलोवाट-घण्टा (मासिक)	न्यूनतम मासिक शुल्क (रु.)	इनर्जी शुल्क (रु. प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	बिलिङ्ग गर्ने तरिका
१	० देखि २०	३०	०	२० युनिटसम्म न्यूनतम शुल्क रु. ३० लाग्ने र इनर्जी शुल्क बापतको महसुल नलाग्ने। (उदाहरणः ५ युनिटः रु. ३०+५x० = जम्मा रु. ३०.००)
२	२१ देखि ३०	५०	६.५०	न्यूनतम शुल्क रु. ५० लाग्ने र १ देखि २० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ३ र २१ युनिटदेखि ३० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ६.५० का दरले महसुल लाग्ने। (उदाहरणः २५ युनिटः रु. ५०+२०x३+५x६.५० = जम्मा रु. १४२.५०)
३	३१ देखि ५०	५०	८.००	न्यूनतम शुल्क रु. ५० लाग्ने र १ देखि २० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ३ र २१ युनिटदेखि ३० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ६.५० र ३१ युनिटदेखि ५० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ८ का दरले महसुल लाग्ने। (उदाहरणः ३५ युनिटः रु. ५०+२०x३+१०x६.५०+५x८ = जम्मा रु. २१५.००)
४	५१ देखि १००	७५	९.५०	न्यूनतम शुल्क रु. ७५ लाग्ने र १ देखि २० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ३ र २१ युनिटदेखि ३० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ६.५० र ३१ युनिटदेखि ५० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ८ र ५१ युनिटदेखि १०० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ९.५० का दरले महसुल लाग्ने। (उदाहरणः ५५ युनिटः रु. ७५+२०x३+१०x६.५०+२०x८+५x९.५० = जम्मा रु. ४०७.५०)
५	१०१ देखि २५०	१००	९.५०	न्यूनतम शुल्क रु. १०० लाग्ने र १ देखि २० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ३ र २१ युनिटदेखि ३० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ६.५० र ३१ युनिटदेखि ५० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ८ र ५१ युनिटदेखि २५० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ९.५० का दरले महसुल लाग्ने। (उदाहरणः १०५ युनिटः रु. १००+२०x३+१०x६.५०+२०x८+(५०+५)x९.५० = जम्मा रु. ९०७.५०)

क्र.सं.	किलोवाट-घण्टा (मासिक)	न्यूनतम मासिक शुल्क (रु.)	इनर्जी शुल्क (रु. प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	बिलिङ्ग गर्ने तरिका
६	२५० माथि	१५०	११.००	न्यूनतम शुल्क रु. १५० लाग्ने र १ देखि २० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ३ र २१ युनिटदेखि ३० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ६.५० र ३१ युनिटदेखि ५० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ८ र ५१ युनिटदेखि २५० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ९.५० र २५० युनिटमाथि प्रति युनिट रु. ११ का दरले महसुल लाग्ने। (उदाहरणः २५५ युनिटः रु. १५०+२०x३+१०x६.५०+ २०x८+(५०+१५०)x९.५०+५x११ = जम्मा रु. २,३९०.००)

१५ एम्पियरतर्फ

क्र.सं.	किलोवाट-घण्टा (मासिक)	न्यूनतम मासिक शुल्क (रु.)	इनर्जी शुल्क (रु. प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	बिलिङ्ग गर्ने तरिका
१	० देखि २०	५०	४.००	२० युनिटसम्म न्यूनतम शुल्क रु. ५० लाग्ने र इनर्जी शुल्क प्रति युनिट रु. ४ का दरले महसुल लाग्ने। (उदाहरणः ५ युनिटः रु. ५०+५x४ = जम्मा रु. ७०.००)
२	२१ देखि ३०	७५	६.५०	न्यूनतम शुल्क रु. ७५ लाग्ने र १ देखि २० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ४ र २१ युनिटदेखि ३० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ६.५० का दरले महसुल लाग्ने। (उदाहरणः २५ युनिटः रु. ७५+२०x४+५x६.५० = जम्मा रु. १८७.५०)
३	३१ देखि ५०	७५	८.००	न्यूनतम शुल्क रु. ७५ लाग्ने र १ देखि २० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ४ र २१ युनिटदेखि ३० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ६.५० र ३१ युनिटदेखि ५० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ८ का दरले महसुल लाग्ने। (उदाहरणः ३५ युनिटः रु. ७५+२०x४+१०x६.५०+५x८ = जम्मा रु. २६०.००)
४	५१ देखि १००	१००	९.५०	न्यूनतम शुल्क रु. १०० लाग्ने र १ देखि २० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ४ र २१ युनिटदेखि ३० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ६.५० र ३१ युनिटदेखि ५० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ८ र ५१ युनिटदेखि १०० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ९.५० का दरले महसुल लाग्ने। (उदाहरणः ५५ युनिटः रु. १००+२०x४+१०x६.५०+ २०x८+ ५x९.५० = जम्मा रु. ४५२.५०)

क्र.सं.	किलोवाट-घण्टा (मासिक)	न्यूनतम मासिक शुल्क (रु.)	इनर्जी शुल्क (रु. प्रति किलोवाट-घण्टाः युनिट)	बिलिङ्ग गर्ने तरिका
५	१०१ देखि २५०	१२५	९.५०	न्यूनतम शुल्क रु. १२५ लाग्ने र १ देखि २० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ४ र २१ युनिटदेखि ३० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ६.५० र ३१ युनिटदेखि ५० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ८ र ५१ युनिटदेखि २५० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ९.५० का दरले महसुल लाग्ने। (उदाहरणः १०५ युनिटः रु. १२५+२०x४+१०x६.५०+ २०x८+(५०+५)x९.५० = जम्मा रु. ९५२.५०)
६	२५० माथि	१७५	११.००	न्यूनतम शुल्क रु. १७५ लाग्ने र १ देखि २० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ४ र २१ युनिटदेखि ३० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ६.५० र ३१ युनिटदेखि ५० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ८ र ५१ युनिटदेखि २५० युनिटसम्म प्रति युनिट रु. ९.५० र २५० युनिटमाथि प्रति युनिट रु. ११ का दरले महसुल लाग्ने। (उदाहरणः २५५ युनिटः रु. १७५+२०x४+१०x६.५०+ २०x८+(५०+१५०)x९.५०+५x११ = जम्मा रु. २,४३५.००)

यसै तरिकाले ३०, र ६० एम्पिएरका सिङ्गल फेजको बिलिङ्ग गर्ने।

ख. सामुदायिक थोक उपभोक्ताः

११ के.भि. अथवा ३३ के.भि. बाट आपूर्ति लिने सामुदायिक थोक उपभोक्ताको हकमा प्रति ग्राहक (सम्बन्धित सामुदायिक थोक उपभोक्ताका ग्राहक) मासिक न्यूनतम शुल्क रु. ३० लाग्ने तथा कुल मासिक विद्युत खपत औसतमा प्रति ग्राहक २० किलोवाट-घण्टाभन्दा धेरै भएमा सो परिमाणका लागि इनर्जी शुल्क रु. ६ प्रति युनिटका हिसाबले रहने गरी गणना गरिने छ। यसै गरी २३०/४०० भोल्टबाट आपूर्ति लिने सामुदायिक थोक उपभोक्ताको हकमा प्रति ग्राहक (सम्बन्धित सामुदायिक थोक उपभोक्ताका ग्राहक) मासिक न्यूनतम शुल्क रु. ३० लाग्ने तथा कुल मासिक विद्युत खपत औसतमा प्रति ग्राहक २० किलोवाट-घण्टाभन्दा धेरै भएमा सो परिमाणका लागि इनर्जी शुल्क रु. ६२५ प्रति युनिटका हिसाबले रहने गरी गणना गरिनेछ।

ग. बिलिङ्गसम्बन्धी अन्य व्यवस्थाः

१. थ्री-फेजबाट विद्युत आपूर्ति लिने ग्राहस्थ वर्गका उपभोक्ताको हकमा आषाढदेखि कार्तिकसम्म वर्षा यामको महसुल दर र मङ्सिरदेखि जेष्ठसम्म सुख्खा यामको महसुल दर लाग्नेछ।

२. जुन उपभोक्ताको डिमाण्ड मिटर किलोभोल्ट-एम्पियरमा नभई किलोवाटमा छ उक्त उपभोक्ताको किलोवाटलाई ०.८ पावर फ्याक्टरले भाग गरी किलोभोल्ट-एम्पियरमा परिणत गरिने छ। यस्ता उपभोक्ताले अनिवार्यरूपमा ने.वि.प्रा.ले तोकेको अवधिभित्र क्यापासिटर जडान गर्नुपर्ने छ। तोकिएको अवधिभित्र क्यापासिटर जडान नभएको उपभोक्ताको डिमाण्ड शुल्क हिसाब गर्ने हकमा किलोवाटलाई ०.८ को सट्टा ०.७ ले भाग गरी किलोभोल्ट-एम्पियरमा परिणत गर्ने।

३. नेपाल सरकारले तोकेको औद्योगिक क्षेत्र र सोअन्तर्गतका कार्यालयको हकमा कुल मासिक बिल रकममा १० प्रतिशत छुट दिने साबिकको व्यवस्थालाई निरन्तरता दिने। यस खण्डका उपभोक्ताहरूले मिटर रिडिङ्ग गरेको ७ दिनभित्र महसुल बुझाएमा बिल रकमको २ प्रतिशत छुट दिने।

४. सरकारी अस्पताल तथा स्वास्थ्य चौकी (आवास गृह बाहेक) ले २१ दिनभित्र बिल भुक्तानी गरेमा कुल बिल रकममा २० प्रतिशत छुट दिने।

५. खण्ड (घ) बाहेकका अन्य उपभोक्ताहरूले मिटर रिडिङ्ग गरेको ७ दिनभित्र महसुल बुझाएमा बिल रकमको २ प्रतिशत छुट दिने।

अनुसूची-२

उपभोक्ता वर्गको परिभाषा एवम् वर्गीकरण

आयोगले स्वीकृत गरेको विद्युत उपभोक्ता महसुलको प्रयोजनको लागि प्रत्येक उपभोक्ता वर्गको परिभाषा एवम् वर्गीकरण निम्नानुसार रहेको छः

१. ग्राहस्थ

यस वर्गभित्र देहायका उपभोक्ताहरू पर्नेछन्:

(क) आवासीय उद्देश्यका लागि विद्युत आपूर्ति लिने व्यक्तिगत र थोक उपभोक्ताहरू,

(ख) सिङ्गल फेज ३० एम्पियरसम्म जडित क्षमता भएका साना पसल, व्यवसाय, धार्मिक वा सामाजिक संघ संस्था, हेल्थ क्लिनिक, शिक्षण संस्था, कुखुरापालन, होटल, लज, रेष्टुरेन्ट व्यवसाय,

(ग) तल्लो भोल्टेजमा जडान भएका सिङ्गल फेज सप्लाई ५ एम्पियरदेखि ६० एम्पियर क्षमतासम्मका विद्युत शक्ति खपत गर्ने उपभोक्ताहरू

(घ) थ्रि-फेज तल्लो भोल्टेजमा सप्लाई भएका उपभोक्ताहरू,

(ङ) थ्रि-फेज मझौला भोल्टेजमा सप्लाई भएका उपभोक्ताहरू।

२. औद्योगिक

यस वर्गभित्र देहायका उपभोक्ताहरू पर्नेछन् :

(क) उत्पादनमूलक उद्योगः कोरामाल, अर्ध प्रशोधन वा उत्पादनमूलक उद्योगहरू जस्तैः चामल, दाल, पिठो, तेल, चिनी, खाँडसारी, दुध, घ्यु, दुग्ध पदार्थ, पाउरोटी, बिस्कुट, चिया, कपडा, जुत्ता, चप्पल, साबुन, सलाई, कागज, स्टेशनरी सामान, औषधी उत्पादन गर्ने, कपास स्पिनिङ्ग, गार्मेन्ट उद्योग, कोरामाल रङ्गाउने (डाइङ्ग) उद्योग लगायत नेपाल सरकारले तोकेको अन्य उत्पादन मूलक उद्योग,

(ख) खनिज उत्खनन् उद्योग,

(ग) कृषिमा आधारित उद्योगः पशुपालन, कुखुरापालन, मौरीपालन, मत्स्यपालन, रेशमखेती, चिया/कफी खेती, शित भण्डार आदि,

(घ) सञ्चार व्यवसाय बाहेकका छापाखाना,

(ङ) यन्त्रशाला, वर्कसप आदि,

(च) निर्माण सामाग्री उत्पादन गर्ने उद्योग जस्तैः सिमेन्ट, आइरन तथा स्टिल आदि र

(छ) घरेलु तथा साना उद्योग कार्यालय विकास समिति, उद्योग विभाग तथा कम्पनी रजिष्ट्रारको कार्यालयमा दर्ता भएका अन्य उद्योगहरू,

(ज) गैह्र नाफामूलक उद्देश्यले स्थापित सामुदायिक रेडियो।

स्पष्टिकरण *: औद्योगिक वर्गका उपभोक्ताको हकमा तल्लो भोल्टेज स्तर (४००/२३० भोल्ट) मा जडित १० के.भि.ए वा सो भन्दा कम जडित क्षमता भएका औद्योगिक उपभोक्ता ग्रामिण एवम् घरेलु उद्योग उपवर्गभित्र पर्नेछन्। सोभन्दा बढी क्षमता भएका उद्योग साना उद्योगअन्तर्गत पर्नेछन्।*

३. **व्यापारिक**

यस वर्गभित्र देहायका उपभोक्ताहरू पर्नेछन् :

(क) पर्यटन व्यवसायः होटल, रेष्टुरेन्ट, बार र व्यवसायिक रूपमा सञ्चालित आवास गृह, ट्राभल एजेन्सी र पर्यटनसँग सम्बन्धित अन्य सेवाहरू,

(ख) निर्माण व्यवसाय,

(ग) परामर्श सेवा,

(घ) बैंक तथा वित्तीय संस्था, दूरसञ्चार व्यवसायसँग सम्बन्धित सेवा प्रदान गर्ने कार्यालय,

(ङ) फोटोग्राफी, कलर ल्याब,

(च) पूर्वाधार विकास निर्माणका लागि विद्युत शक्ति प्रयोग गर्ने उपभोक्ताहरू,

(छ) नाफा आर्जन गर्ने उद्देश्यका साथ स्थापना भएका नेपाल सरकारको पूर्ण वा आंशिक स्वामित्वका संघ/संस्थाहरू,

(ज) व्यवसायिक/नाफामूलक रूपमा सञ्चालित यातायातका साधनहरू जस्तैः केवलकार, रोपवे, ट्रलि आदि सञ्चालनका लागि विद्युत शक्ति प्रयोग गर्ने उपभोक्ताहरू र

(झ) नाफा आर्जन गर्ने उद्देश्यले स्थापित जुनसुकै व्यापार व्यवसाय गर्ने औद्योगिक, गैरग्राहस्थ र मनोरञ्जन वर्गका उपभोक्ता बाहेकका अन्य फर्म, कम्पनी, संघ सस्था, कार्यालय, प्रतिष्ठान, अस्पताल, नर्सिङ्ग होम, सञ्चार व्यवसायसम्बन्धी छापाखाना आदि।

४. **गैह्र व्यापारिक**

यस वर्गभित्र देहायका उपभोक्ताहरू पर्नेछन् :

(क) नेपाल सरकारको सम्पूर्ण कार्यालयहरू।

(ख) विकास समिति ऐनद्वारा स्थापित विकास समितिहरू।

(ग) नेपाल सरकारको पूर्ण तथा अधिकांश स्वामित्व भएका अन्य संघ संस्थाहरू।

(घ) रेडियो नेपाल, नेपाल टेलिभिजन।

(ङ) नेपाल सरकारको पूर्ण वा अधिकांश स्वामित्वमा सञ्चालित अन्य गैह्र व्यापारिक संस्थाहरू।

(च) सामुदायिक उद्देश्यले सञ्चालित विद्यालय, विश्वविद्यालय, अस्पताल आदि गैह्र नाफामूलक संस्थाहरू।

५. **सिँचाई**

कृषि प्रयोजनको लागि सिँचाई संयन्त्रहरूमा कृषि मिटर जडान गरी विद्युत शक्ति प्रयोग गर्ने उपभोक्ताहरू।

स्पष्टिकरण : *कृषि मिटर भन्नाले कृषिजन्य उपजहरू खाद्यान्न, दलहन, तेलहन, फलफूल र तरकारी खेतीमा प्रयोग हुने मिटर सम्झनु पर्छ।*

६. **खानेपानी**

यस वर्गभित्र देहायका उपभोक्ताहरू पर्नेछन्:

(क) **सामुदायिक खानेपानी** : नेपाल सरकार एवम् सामुदायिक संस्थाहरूले खानेपानी प्रयोजनका लागि सञ्चालन गरेका संयन्त्रहरूमा विद्युत शक्ति प्रयोग गर्ने कार्यालय तथा संघ संस्थाहरू, नेपाल सरकार वा नेपाल सरकारले स्थापना गरेका फोहोर पानी प्रशोधन केन्द्रहरू।

(ख) **अन्य खानेपानी** : गैरव्यापारिक प्रयोजनका लागि निजी क्षेत्रबाट सञ्चालित खानेपानीका संयन्त्रमा विद्युत शक्ति प्रयोग गर्ने उपभोक्ता, कार्यालय तथा संघ संस्थाहरू।

७. **सडक बत्ति**

सार्वजनिक सडकमा बत्ति बाल्ने प्रयोजनका लागि स्थानीय तह वा टोल/सडक क्षेत्रका नागरिकले उपभोक्ता समूह गठन गरी सम्बन्धित स्थानीय तहको सिफारिसमा छुट्टै मिटर जडान भएका र नभएका सडक बत्तिसँग सम्बन्धित उपभोक्ताहरू।

८. **यातायात**

यस वर्गभित्र देहायका उपभोक्ताहरू पर्नेछन्।

(क) **सार्वजनिक यातायात (चार्जिङ्ग स्टेशनसमेत)** : विद्युतीय सवारी साधन चार्ज गर्न स्थापना भएका चार्जिङ्ग स्टेशन र सार्वजनिक सवारी साधनको रूपमा प्रयोग हुने सफा टेम्पोको ब्याट्री चार्ज गर्न विद्युत शक्ति प्रयोग गर्ने उपभोक्ताहरू।

(ख) **अन्य यातायात** : अन्य सार्वजनिक यातायातका साधन जस्तैः केवलकार, रोपवे, मेट्रो आदि सञ्चालनका लागि विद्युत शक्ति प्रयोग गर्ने उपभोक्ताहरू।

९. धार्मिक तथा आध्यात्मिक स्थल

नेपालीले मान्ने गरेका धर्म तथा आध्यात्मसम्बन्धी मठ, मन्दिर, गुम्बा, विहार, चर्च, मस्जिद, ध्यान केन्द्र, कुटी, विद्युतीय शवदाह गृह आदिमा मिटर जडान हुने उपभोक्ताहरू।

स्पष्टिकरण: *धार्मिक तथा आध्यात्मिक स्थल परिसरभित्र रहेका आवासीय भवन, व्यापारिक पसल लगायत अन्य व्यापारिक तथा व्यावसायिक प्रयोजनका लागि छुट्टै मिटर जडान गर्नुपर्नेछ र त्यस्ता उपभोक्ताको हकमा सोही वर्गको विद्युत महसुल लाग्नेछ।*

१०. अस्थायी बत्ति

साधारणतया ९० दिन वा सोभन्दा कम समयको लागि विद्युत शक्ति प्रयोग गर्ने उपभोक्ताहरू।

११. गैह्र ग्राहस्थ

राजदूतावास, वैदेशिक नियोग, अन्तर्राष्ट्रिय गैरसरकारी संस्था, निजी क्याम्पस तथा शिक्षण संस्था, तारे होटल, रिसोर्ट (स्वीकृत लोड ५० के.भि.ए वा सोभन्दा माथिका), सपिङ मल आदिका लागि विद्युत शक्ति प्रयोग गर्ने उपभोक्ताहरू।

स्पष्टिकरण *: सपिङ मल भन्नाले व्यावसायिक रूपमा सञ्चालित भवनमा एउटै कम्पनी वा विभिन्न कम्पनीका वस्तु, निर्माण सेवा, परामर्श वा अन्य सेवा उपलब्ध गराउने डिपार्टमेन्ट स्टोर, मार्ट, सुपरमार्केट आदिसमेतलाई जनाउने छ।*

१२. मनोरञ्जन व्यवसाय

सिनेमा हल, फन पार्क, नाचघर आदिको लागि विद्युत शक्ति प्रयोग गर्ने उपभोक्ताहरू।

१३. सामुदायिक थोक ग्राहक

ग्रामीण क्षेत्रमा सामुदायिक रूपमा विद्युत वितरण सेवा प्रदान गर्ने उद्देश्यले सहकारी ऐन, २०७४ बमोजिम दर्ता भई एक विन्दुमा मिटर जडान गरी त्यस क्षेत्रका उपभोक्ताहरूलाई विद्युत वितरण गर्न नेपाल विद्युत प्राधिकरणसँग सम्झौता गरेका वितरक संस्थाहरू।

अनुसूची-३

आयोगसमक्ष ने.वि.प्रा.ले पेस गरेको महसुल निर्धारणसम्बन्धी निवेदनउपर सरोकारवालाहरूबाट प्राप्त राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया

प्रस्तावित विद्युत उपभोक्ता महसुल दरको सम्बन्धमा विभिन्न वर्गका उपभोक्ता, उद्योग व्यवसायी, सर्वसाधारण तथा सर्वसाधारण उपभोक्ताका प्रतिनिधिमूलक संस्था एवम् विद्युत क्षेत्रसँग सम्बन्धित सरोकारवालाहरूबाट ईमेल र पत्रमार्फत राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया प्राप्त भएका छन्। साथै, मिति २०७८/०६/१४ मा नोभेल कोरोनाभाइरस (कोभिड-१९) महामारीले उब्जाएको जोखिमको सतर्कता अपनाई आयोगको कार्यालयमा सीमित सङ्ख्यामा आयोगका पदाधिकारी, ने.वि.प्रा.का प्रतिनिधि तथा सरोकारवालाहरूको भौतिक उपस्थितिमा साथै विद्युतीय माध्यमबाटसमेत सरोकारवालाले सहभागी गर्न सकिने गरी आयोजित सार्वजनिक सुनुवाइबाट समेत राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया प्राप्त भएका छन्। सरोकारवालाहरूबाट प्राप्त राय, सुझाव तथा प्रतिक्रियाले आयोगलाई विद्युत महसुल निर्धारण गर्न अत्यन्त मद्दत पुगेको छ।

आयोगले आयोजना गरेको सार्वजनिक सुनुवाइ कार्यक्रममा विभिन्न उपभोक्ता वर्गका कुल त्रिचालिस (४३) जना सरोकारवालाहरूबाट राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया प्राप्त भएको थियो। उक्त राय, सुझाव र प्रतिक्रिया तथा सो उपर ने.वि.प्रा.ले दिएको जवाफ तथा स्पष्टिकरणको सार संक्षेप देहायबमोजिम रहेको छः

१. सरोकारवालाको राय, सुझाव र प्रतिक्रियाः

क) ग्राहस्थ वर्गअन्तर्गत २० युनिटसम्म विद्युत खपतबापत प्रस्तावित सहुलियतको सम्बन्धमा

२० युनिटसम्म विद्युत खपत गर्दा प्रत्यक्ष लाभ पाइने अवस्था देखिँदैन। महसुल प्रस्तावबापत पाइने सहुलियतले विद्युत खपत बढाउने भन्दा पनि उपभोक्तालाई सो खपतको परिधि भित्रै रहन

प्रोत्साहन गर्ने देखिन्छ। श्रम बचत प्रविधि (Labour Saving Technology) लाई टेवा पुग्ने गरी विद्युतको खपत बढाउन महसुल दर समायोजन गर्नु आवश्यक रहेको छ।

ने.वि.प्रा.ले के आधारमा यस प्रकारको सहुलियतको प्रस्ताव गरेको हो ? ग्राहस्थ उपभोक्ता समूहभित्र आवश्यकतानुसार परिभाषित नगरी समग्र रूपमा २० युनिटसम्म छुट प्रदान गर्नु जायज नभएको देखिन्छ। सर्वसाधारण जनताको आर्थिक स्तरलाई सहज हुने गरी तथा प्रचलित कानून तथा विभिन्न सूचकअन्तर्गत विपन्न वर्गलाई पहिचान गरी विद्युत महसुल समायोजन गर्दै सोहीअनुसारले छुट दिँदा उचित हुनेछ।

ख) औद्योगिक वर्गको डिमाण्ड चार्ज बढाएको सम्बन्धमा

औद्योगिक तथा व्यावसायिक वर्गतर्फ लगभग ९२,००० जति मात्र ग्राहक ने.वि.प्राको उपभोक्ता सङ्ख्यामा पर्दछ। यो ने.वि.प्रा.को कुल ग्राहक सङ्ख्याको २% जति मात्र हुन आउँछ। गत वर्ष करिब रु. ७१ अर्ब विद्युत बिक्री हुँदा रु. ३५ अर्ब बराबर औद्योगिक तथा व्यावसायिक वर्गले मात्र खपत गरेको देखिन्छ। तथापि, ने.वि.प्रा.लाई गत वर्षको महसुलबाट विभिन्न वर्गमा घाटा भए तापनि औद्योगिक तथा व्यावसायिक वर्गको महसुल दरबाट भने नाफामा भएको देखिन्छ। साथै गत वर्षको चुवाहट तर्फको क्षति आङ्कलन गर्ने हो भने पनि औद्योगिक तथा व्यावसायिक क्षेत्रमा न्यूनतम क्षति भएको देखिन्छ। औद्योगिक वर्गको डिमाण्ड शुल्क रु.१०० प्रति के.भि.ए वृद्धि गर्दा बाहैं महिना लगातार सञ्चालन नहुने उद्योगमा पनि डिमाण्ड शुल्क लाग्ने देखिन्छ। तसर्थ, यो न्यायोचित भएन।

खिम्ति जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिदबिक्री दर घट्ने, अप्पर तामाकोशी जलविद्युत आयोजनाबाट उत्पादित विद्युत बिक्री सुरु हुने, प्रसारण/वितरण चुहावटमा नियन्त्रण हुने आदि कारणले गर्दा यस वर्ष ने.वि.प्रा.को कुल आय नघट्ने बरु अझ बढ्ने प्रक्षेपण गर्न सकिन्छ।

यद्यपि, वर्तमान परिप्रेक्ष्यमा नेपालको विद्युत क्षमता पूर्ण रूपमा उपयोग गर्न विद्युतको खपत अझ बढाउनुपर्ने देखिएको छ। तसर्थ, ने.वि.प्रा.को गत वर्षको वित्तीय अवस्थामा औद्योगिक वर्गले गरेको योगदान, राष्ट्रको औद्योगिकरण तथा नोभेल कोरोनाभाइरस (कोभिड-१९) महामारीले उद्योग क्षेत्रमा गरेको असरलाई मध्यनजर गर्दै यस वर्गमा डिमाण्ड शुल्क बढाउनु जायज छैन।

ग) नेट मिटरिङ्गको सम्बन्धमा

आयोग नेपाल सरकार ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाइ मन्त्रालय र ने.वि.प्रा., यी तीनै निकायले नेट मिटरिङ्गको घोषणा गरिसकेका छन्। तसर्थ, नेट मिटरिङ्गको आधारमा पनि महसुल निर्धारण गर्नुपर्ने हुन्छ। ने.वि.प्रा.ले यसको कार्यान्वयन पनि गरेको जानकारी प्राप्त भए तापनि हाल ने.वि.प्रा.को ग्राहकमा नेट मिटरिङ्ग गर्ने गरेको छैन। नेट मिटरिङ्गलाई ५०० कि.वा.मा सीमित गरिएको छ। साना तथा ठूला ग्राहक बीच नेट मिटरिङ्गमा भिन्नता नहुनुपर्ने हो। त्यसकारण महसुल निर्धारण गर्दा ५०० कि.वा.भन्दा ठूलो ग्राहकलाई पनि नेट मिटरिङ्ग गर्नुपर्छ। ग्राहकले नेट मिटरिङ्गको लागि निवेदन दिएको ३० दिनभित्र ने.वि.प्रा.द्वारा नेट मिटरिङ्गको लागि आवश्यक प्रक्रिया पूरा गर्नुपर्दछ। नेट मिटरिङ्गमा Programming को लागि महँगोमा स्मार्ट मिटर किन्नुपर्ने बाध्यता भएकोले सो मिटरको खर्च घटाउने वा मिटर निःशुल्क गरिनुपर्छ। ने.वि.प्रा.ले ग्राहकसँग प्लान्ट लाइफ भरिको लागि सम्झौता गर्नुपर्ने व्यवस्था लागू गर्नु जायज हुनेछ।

घ) सामुदायिक विद्युत वितरक संस्थासम्बन्धी

प्राविधिक पक्ष (वितरण प्रणालीमा हुने चुहावट) र सञ्चालन खर्च हेरेर अहिलेको छुटबमोजिम महसुल समायोजन हुनुपर्ने देखिन्छ। ने.वि.प्रा.को विवरणमा ४३ जिल्लाहरूमा ९० %-१००% विद्युतीकरण गर्न सफल हुनुको कारण सामुदायिक विद्युतीकरण पनि हो। गत वर्षको महसुलमा

१० युनिटसम्म निःशुल्क गर्दा ने.वि.प्रा.ले टाइम अफ डे मिटरमा रिडिङ्ग गर्ने र सामुदायिक संस्थाले आफ्नो ग्राहकलाई छुट दिएको शुल्क ने.वि.प्रा.लाई बुझाउनु पर्ने अवस्था रहेको छ। सामुदायिक विद्युतीकरण सम्बन्धी महसुल दर निर्धारण गर्दा सामुदायिक सस्थाले व्यहोर्ने सञ्चालन खर्च र वितरण प्रणालीमा हुने चुहावटलाई धान्न सक्ने गरी महसुल निर्धारण गर्नुपर्ने हुन्छ र २० युनिटसम्मको महसुल छुट सामुदायिकका ग्राहकले पनि पाउनु पर्छ। साथै, महसुल निर्धारण Nx३० को दरले समायोजन गरिनुपर्दछ।

यसपालीको महसुल निर्धारण गर्दा २० युनिटसम्म खपत गर्ने उपभोक्तालाई इनर्जी शुल्क छुट गर्ने गरी आएको प्रस्तावलाई सामुदायिक वर्गको हकमा कसरी व्यवस्थापन गरिन्छ?

ङ) टाइम अफ डे मिटरको सम्बन्धमा

सुख्खा याममासमेत रातीको समयमा विद्युतको उपलब्धता बढ्दै गएको हुनाले सुख्खा याममासमेत अफपिक (राती ११ बजेदेखि बिहान ५ बजेसम्म) को दर कायम हुनुपर्छ। अफपिक समयमा महसुल दर घटाइने गरी समायोजन गरिएको छ भने महसुल दरलाई औद्योगिक हितको लागि २४ घण्टा नै घट्ने गरी निर्धारण गरिनुपर्छ। किनकि राती महसुलमा सहुलियत दिएपनि त्यस समयको श्रमको दरले गर्दा कुल श्रमसम्बन्धी खर्च बढेर जाने देखिन्छ।

च) अन्य शुल्क नलिने भन्ने सन्दर्भमा

ने.वि.प्रा.ले विद्युत महसुल दरका अतिरिक्त, लिज भाडा, ट्रान्सफर्मर लस, सेवा शुल्क आदि शीर्षकमा शुल्क लिएको पाइएको छ। अब महसुल समायोजन गर्दा आयोगले निर्धारण गर्ने महसुल दरबाहेक अन्य कुनै शुल्क लिन नहुने गरी समायोजन गरिनुपर्छ।

छ) अस्पताललाई प्रस्ताव गरिएको महसुल महसुल दर महँगो भएको सम्बन्धमा

उपभोक्ता वर्ग वर्गीकरणमा राष्ट्रलाई स्वास्थ्य जनशक्ति विकासमा योगदान गर्दै आएका सामुदायिक अस्पताललाई गैरव्यापारिक समूहमा वर्गीकरण गरी महसुल दर प्रस्तावमा सामुदायिक अस्पतालले बुझाउने महसुल सबैभन्दा बढी भएकोले अस्पतालहरू मर्कामा परेका छन् ।

ज) व्यावसायिक वर्गमा दोस्रो पक्ष महसुल समायोजनसम्बन्धी

व्यावसायिक मल/सटर भाँडामा लिएर व्यवसाय गर्ने उपभोक्ताको हकमा हाल महँगो दर तिर्नुपर्ने बाध्यता भएकोले सेकन्ड पार्टी महसुल समायोजन गर्दा जायज हुने देखिन्छ।

झ) धार्मिक स्थलमा न्यूनतम महसुल निर्धारण गर्ने सम्बन्धमा

मिटर जडान हुने गरी विद्युत प्रवाह होस् र न्यूनतम महसुल निर्धारण होस्।

ञ) खानेपानी उपभोक्ताको महसुल सम्बन्धमा

नेपाल सरकारको बजेट वक्तव्यको बुँदा नं. ५६ मा खानेपानी तथा सिँचाइ प्रणालीमा महसुल छुटको कुरा उल्लेख भए तापनि ने.वि.प्रा.ले खानेपानीको महसुल यथावत राखेको देखियो। सरकार र ने.वि.प्रा. बीच किन तालमेल भएन ? साथै, खानेपानी वर्गमा टाइम अफ डे मिटरको व्यवस्थासमेत हटाइनु पर्ने देखिन्छ।

ट) नीतिगत सुझावः

१. उत्पादनलाई व्यवस्थापन गर्ने गरी वितरण लाइनमा भएको लगानीको आधारमा महसुल निर्धारण हुनुपर्छ।

२. उत्पादनको क्रममा ने.वि.प्रा.लाई लाग्ने खर्च तथा ने.वि.प्रा.को वितरण र प्रसारण लाइनको सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च आदिको आधारमा महसुल समायोजन हुनुपर्ने हो।

३. नेपाल सरकारले बजेट कार्यक्रममा Power Wheeling को बारेमा उल्लेख गरे तापनि यो महसुल दर प्रस्तावमा समायोजन गरिएन।

४. इन्धनलाई प्रतिस्थापन गर्ने गरी महसुल समायोजन हुनुपर्छ (ग्याँस चुल्हो तथा इन्धन गाडीलाई प्रतिस्थापन गर्दै इन्डक्सन चुल्हो तथा विद्युतीय गाडीलाई प्रोत्साहन गरिनुपर्ने)।

५. सिँचाइ वर्गको महसुल समायोजन हुँदा Right of Way मा नीतिगत व्यवस्था गरिनुपर्छ।

६. सामुदायिक रेडियोलाई गैरव्यापारिक वर्गमा नराखी सामुदायिक वर्गमा वर्गीकरण गरिनुपर्छ।

७. औद्योगिक क्षेत्रभित्र विद्युत खपत गरेबापतको विद्युत महसुल समयमा भुक्तानी गरेबापतको समयावृद्धि समायोजन गरिनुपर्छ तथा एकमुष्ट रूपमा न्यायोचित छुटको व्यवस्था गरिनुपर्छ।

८. मझ्यौला भोल्टेज (३३ के.भी.) मा महसुल समायोजन न्यायोचित ढंगबाट गरिनुपर्छ।

९. उपभोक्ता शिक्षा तथा उपभोक्ता गुनासो प्रणाली प्रोत्साहन गर्न थप कार्यक्रम ल्याउनुपर्छ।

१०. ने.वि.प्रा. तथा सामुदायिक विद्युत वितरक संस्थाबाट संयुक्त महसुल प्रस्ताव गर्ने गरी व्यवस्था गरिनुपर्छ।

११. आगामी महसुल समायोजनसम्बन्धी प्रस्तावमा आयोगले प्रत्येक वर्गको लागि छुट्टाछुट्टै वर्गगत सार्वजनिक सुनुवाइ आयोजना गर्दा उचित हुनेछ।

१२. महसुल दरको स्ल्याबमा ०-२०, २१-५०, ५१-१५०, १५१-४००, ४०० भन्दा माथी हुने गरी युनिट परिमार्जित गरिनुपर्छ।

१३. मिटर क्षमता न्यूनतम १५ एम्पियरको बनाइनुपर्छ।

१४. महिला उद्यमीलाई विशेष ध्यान दिएर महसुल दर समायोजन गरिनुपर्छ।

१५. ग्रामिण भेगमा महसुल भुक्तानी गर्दा ने.वि.प्रा.को जिल्ला कार्यालयसम्म धाउनुपर्ने समस्याको समाधानको लागि प्रत्येक गाउँपालिकामा भुक्तानी कार्यालय खोलिनुपर्छ।

१६. निर्यात क्षेत्रका उद्योगलाई विशेष सहुलियतसहित महसुल निर्धारण गरिनुपर्छ।

१७. एकचोटी महसुल बढाए पछि ५-६ वर्ष बढाउन नमिल्ने व्यवस्था गर्नुपर्छ।

२. ने.वि.प्रा.को जवाफः

प्रस्तावित महसुल दरले विद्युतको खपत बढाउँछ कि बढाउँदैन भन्ने तर्फ सरोकारवालाको चासोलाई ने.वि.प्रा.ले अत्यन्त सकारात्मक रूपमा लिएको छ। हाल ने.वि.प्रा.ले महसुल दर शुन्य नै गरे पनि खपत अत्याधिक बढ्ने अवस्था रहेको छैन। प्रस्तावित महसुल धेरै वर्षको लागि नभएर १ (एक) वर्षको लागि मात्रै भएको हुनाले वर्तमान अवस्थाको मूल्याङ्कनमा आधारित रहेको हामीले बुझ्नुपर्ने हुन्छ। अर्को वर्षको प्रस्तावमा आज उठेका सुझावहरू उपर छलफल गरेर पुनर्विचार गरिनेछ। शतप्रतिशत उत्पादनमा शतप्रतिशत खपत हुनु विद्युत बजारमा लागू हुँदैन। विद्युतको माग र वितरण दैनिक, साप्ताहिक र मासिक रूपमा फरक परिरहेको हुन्छ र यसको मिलनबिन्दुमा नै विद्युतको उचित व्यवस्थापन गर्नुपर्ने तर्फ ने.वि.प्रा. अग्रसर छ। प्रणाली विश्वसनीयता (System Reliability) को लागि ने.वि.प्रा. जस्तो संस्थाले रिजर्भ मार्जिन राख्दा उचित हुने भए तापनि हामीले हालको महसुल दर समायोजनको लागि सोको खर्च जोडेका छैनौं।

ने.वि.प्रा.को नाफा क्रमशः घट्दै गईरहेको अवस्था छ। तथापि, सञ्चालन पक्षको कार्यक्षमता वृद्धि, प्रसारण/वितरण क्षति न्यूनीकरण तथा बिक्री वृद्धिको पाटोबाट आफ्नो वित्तीय अवस्थामा सुदृढ राख्ने प्रति ने.वि.प्रा. जागरूक रहेको छ।

ने.वि.प्रा.ले सेवा शुल्क (Service Charge) असुल गरिरहेको भन्ने सरोकारवालाको प्रश्न उठेको छ। हाम्रो महसुलको दुईवटा पाटो हुने गरेको छ। ग्राहस्थ तर्फ ऊर्जाको शुल्क (Energy Charge) को

अतिरिक्त न्यूनतम शुल्क लिने गरिन्छ । महसुलमा यस्तै किसिमको न्यूनतम शुल्क हुने कुरा नौलो होइन। न्यूनतम शुल्क विद्युत महसुल कै एक अंश भएकाले यसलाई सेवा शुल्क भनेर व्याख्या नगरिदिनुहुन समस्त सरोकारवालालाई अनुरोध गर्दछौं। यसैगरी, औद्योगिक वर्गको महसुलमा ऊर्जाको शुल्क (Energy Charge) को अतिरिक्त डिमाण्ड शुल्क राखिएको हुन्छ। एउटा कुनै उद्योगले विद्युत सञ्चय गर्ने र अर्को उद्योगले विद्युत प्रवाह नपाउने स्थितिको अन्त्य गर्न डिमाण्ड शुल्कको व्यवस्था राखिएको हो। हाल औद्योगिक वर्गको कुल महसुलमा जम्मा ७% देखि ८% डिमाण्ड शुल्कको योगदान रहेको छ।

औद्योगिक वर्ग तथा व्यापारिक वर्गको महसुलले मात्र ने.वि.प्रा.लाई नाफा भएको होइन। औद्योगिक वर्गको महसुल र हाम्रो औसत महसुलमा करिब ६% देखि ७% घाटा रहेको अवस्था छ।

ने.वि.प्रा.को कुल आयको अधिक अनुपात सञ्चालन खर्च कसरी हुन आयो भन्ने प्रश्न तर्फ हाल हाम्रो विद्युत खरिद खर्च, सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्च, बिक्री खर्च, कर्मचारी खर्च आदि सबै खर्च शीर्षकको समयानुकूल समायोजन गर्नुपर्ने आवश्यकता छ। ने.वि.प्रा. आफ्नो खर्चको भार महसुल दर समायोजन तर्फ धकेल्ने पक्षमा छैन। यद्यपि, भविष्यमा विद्युत खरिद घर घट्दै जाने अवस्थामा उपभोक्ता महसुल दरमा क्रमिक सुधार आउँदै जाने नै छ।

वितरण पक्ष तर्फ ने.वि.प्रा.ले विगतका केही वर्ष देखि लगानी बढाएको छ र यसकारण विद्युतीकरण ६० % बाट लगभग ९० % सम्म पुगेको छ र यसपाली ९५ % सम्म प्राप्ति गर्ने लक्ष्य लिइएको छ। ने.वि.प्रा. प्रसारण/वितरण लाइन र सबस्टेसन सहज हुने स्थानमा औद्योगिक वर्गलाई थप लोड जति आवश्यक पर्न जान्छ त्यही तवरमा लोड बढाउँदै जानेमा पनि प्रतिबद्ध रहेको छ। अन्य स्थानमा केही समय लागे तापनि विद्युत प्रवाहमा कुनै कमी हुने छैन। काठमाडौं उपत्यकाभित्र

पनि १३२ के.भि.का प्रसारण/वितरण लाइन सुचारु हुने तर्फ ने.वि.प्रा.को योजना केन्द्रित रहेको छ।

नेट मिटरिङ्गतर्फ निकट भविष्यमा नै सोलार विद्युतको महसुल दर घट्ने नै प्रक्षेपण गरिएको छ। तथापि, हामीले प्राप्त गर्ने ऊर्जाको अनुपातसम्म नेटिङ्ग गर्न सकिने देखिन्छ।

सामुदायिक विद्युत वितरक संस्थाको हकमा सर्वसाधारणबाट ने.वि.प्रा.लाई प्राप्त गुनासो तथा निजकै प्रदर्शन मूल्यांकन गर्दा दीर्घकालीन रूपमा हालको ढाँचामा अघि बढ्न कठिनाई हुने हाम्रो अनुभव रहेको छ। तथापि, सामुदायिक संस्थाहरूले विगतमा खेलेको भूमिकाको मूल्यांकन पक्कै पनि हुनुपर्छ। अहिलेको अवस्थामा सामुदायिक संस्थालाई केही घाटा हुने देखिए तापनि आम जनतालाई लाभ भएको नै अवस्था छ। यसरी घाटामा रहेका सामुदायिक विद्युत वितरकलाई ने.वि.प्रा.लाई हस्तान्तरण गरेर अघि बढ्न सकिने देखिन्छ।

भाडामा बस्ने ग्राहकको हकमा आयोगले तोकेको अधिकतम महसुल दरभन्दा बढी लिन नमिल्ने गरी समायोजन गरे उचित हुने देखिन्छ। ने.वि.प्रा.ले महसुल भुक्तानी गर्न शिघ्र नै डिजिटल माध्यमबाट प्रिपेड भुक्तानीको व्यवस्था सुरु गर्ने योजनासमेत लिएको छ।

नीतिगत पाटोका सुझावहरूमा दीर्घकालीन तथा दिगो रूपमा आयोग तथा नेपाल सरकारको निर्णयानुसार नै हुनेछ। विद्युतीय उपकरणको प्रयोगलाई अनुकूल हुनेगरी नीतिगत व्यवस्थापन गरिनुपर्ने देखिन्छ। नेपालको विद्युत महसुल छिमेकी मुलुक (विशेषगरी, भुटान, बङ्गलादेश आदि) भन्दा अत्यन्त महँगो होइन। हाम्रो बचत भएको विद्युत निर्यात हुँदा र विद्युत क्षेत्रलाई थप सहुलियत प्राप्त हुँदा महसुल दर अझ सस्तो हुन सक्दछ।

समयको सीमाको कारणले सरोकारवाला प्राप्त राय/सुझाव/प्रतिक्रिया मध्ये उपरोक्त केही सम्बोधन गर्न पाएकोमा हार्दिक कृतज्ञता व्यक्त गर्दछौं।

अनुसूची-५.१ : सम्माननीय प्रधानमन्त्रीज्यूबाट व्यक्त गरिएको शुभकामना

प्रधानमन्त्री

काठमाडौं, नेपाल

शुभकामना

विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ को व्यवस्थाबमोजिम स्थापित विद्युत् नियमन आयोगको चौंथो स्थापना दिवसको अवसरमा हार्दिक बधाइ तथा शुभकामना व्यक्त गर्दछु।

विद्युत् उत्पादनको समुचित उपयोग तथा व्यापारमार्फत् देशको अर्थतन्त्रलाई सुदृढ गर्ने नेपाल सरकारको लक्ष्य पूरा आयोगको महत्त्वपूर्ण योगदान रहेको छ। विद्युतको उत्पादन, प्रसारण, वितरण र व्यापारलाई सरल, नियमित, व्यवस्थित र पारदर्शी बनाई विद्युतको माग र आपूर्तिमा सन्तुलन कायम राख, विद्युत महसुल नियमन गर्न, विद्युत उपभोक्ताको हकहित संरक्षण गर्न, विद्युत् बजार प्रतिस्पर्धात्मक बनाउन तथा विद्युत् सेवालाई भरपर्दो, सर्वसुलभ, गुणस्तरयुक्त र सुरक्षित बनाउन एउटा स्वशासित एवं सङ्गठित नियमनकारी निकायको रूपमा आयोगको गठन भएको हो। आफ्नो स्थापनाको चार वर्षमा नै विद्युत् क्षेत्रमा गर्नुपर्ने काम, कारबाहीसँग सम्बन्धित कार्यविधि, विनियमावली तथा निर्देशिकाहरूजस्ता करिब १ दर्जन नियामकीय कानुनहरूको तर्जुमा एवं कार्यान्वयन र १ दर्जन जति कार्यविधि, विनियमावली तथा निर्देशिकाहरू तर्जुमाका विभिन्न चरणमा रहनुले आयोग छोटो समयमा नै एक सबल र सक्षम नियमनकारी निकायको रूपमा स्थापित भइसकेको प्रमाणित हुन्छ।

उपभोक्ता विद्युत् महसुल दर घटाउने, ५ एम्पियरबाट प्रयोग गर्ने अत्यन्त न्यून आय भएका वर्गका लागि २० यूनिटसम्म विद्युतको महशुल नलाग्ने व्यवस्था गरेको, डेडिकेटेड र ट्रंक लाइनको अमिल्दो व्यवस्था खारेजी लगायतका काम तथा एल.पी. ग्यास, पेट्रोल तथा डिजेलको आयातमा न्यूनीकरण गर्ने र नेपालमा उत्पादित ऊर्जाको उच्चतम उपयोग गर्ने उद्देश्यले विद्युतीय चुल्हो तथा विद्युतीय सवारीसाधन प्रयोगमा प्रोत्साहन गर्ने खालको विद्युत महशुल निर्धारणमा आयोगको भूमिका प्रशंसनीय छ। आगामी दिनमा विद्युत प्रणालीमा जोडिने विद्युतको सुरक्षित एवं आर्थिक दृष्टिकोणबाट सबल हुनका लागि पूरा गर्नुपर्ने मापदण्डहरू परिभाषित गर्न तथा छिमेकी राष्ट्रहरूसँग विद्युतको व्यापार गर्न आवश्यक पर्ने ग्रीड कोड बनाउन आयोगले लिएको पहलकदमीसमेत महत्त्वपूर्ण छ।

विद्युत् नियमन आयोगले विद्युत् क्षेत्रमा रहेका चुनौती तथा समस्याको सामना गर्दै, छिमेकी राष्ट्रका विद्युत् क्षेत्रका अन्य नियामकीय निकायहरूसँग सहकार्य गरी द्विपक्षीय, त्रिपक्षीय एवं बहुपक्षीय विद्युत् व्यापार गर्ने कार्यलाई प्रोत्साहन गरी नेपाल सरकारको पन्ध्र हजार मेगावाट विद्युत् उत्पादन गर्ने र जसमध्ये पाँच हजार मेगावाट विद्युत् निर्यात गर्ने तत्कालिन लक्ष्य हासिल गर्नमा महत्वपूर्ण नियमनकारी भूमिका निर्वाह गर्दै विद्युत् क्षेत्रको दीगो विकासद्वारा राष्ट्रको आर्थिक उन्नतिको राष्ट्रिय आकांक्षा प्राप्त गर्न हालसम्म गरेका कार्यहरू सकारात्मक छन्। यस प्रयासमा विद्युत् नियमन आयोगलाई स्रोत, साधन एवं जनशक्तिको अभाव हुन नदिन नेपाल सरकार प्रतिबद्ध रहेको जानकारी गराउँछु, धन्यवाद।

२५ वैशख २०८०

पुष्पकमल दाहाल 'प्रचण्ड'

अनुसूची-५.२: माननीय मन्त्रीज्यूबाट व्यक्त गरिएको शुभकामना

मा. शक्ति बहादुर बस्नेत
मन्त्री
ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय

नेपाल सरकार
ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय

सिंहदरबार, काठमाडौं, नेपाल
www.moewri.gov.np

पत्र संख्या: ०७९/८०
चलानी नं.: २६६

शुभकामना

विद्युत नियमन आयोगले आफ्नो कार्यकालको चौथो वर्ष पूरा गरेको अवसरमा हार्दिक बधाई एवम् शुभकामना व्यक्त गर्दछु । आर्थिक दृष्टिकोणले राष्ट्रकै मेरुदण्ड मानिने विद्युत क्षेत्रको स्वशासित र सङ्गठित नियामकीय निकायको रूपमा विद्युतको उत्पादन, प्रशारण, वितरण र व्यापारको तालमेल र प्रवाह सरल रूपमा गराउन आयोगको भूमिका महत्वपूर्ण रहँदै आएको छ । नेपालमा उत्पादित विद्युत व्यापारका निम्ति अन्तरदेशीय तथा क्षेत्रीय व्यापारलाई प्रोत्साहन गर्न आयोगले विभिन्न पक्षसँग गर्दै आएको समन्वय र सहकार्य सकारात्मक रहेको छ ।

आफ्नो स्थापनाको छोटो अवधिमै आयोगले विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति पत्र प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्त सम्बन्धी विनियमावली, उपभोक्ता महशुल निर्धारण निर्देशिका, सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, समग्र विद्युत क्षेत्रको विकासको लागि पुँजी निर्माण (Capital Formation) गर्न अत्यावश्यक भएको हकप्रद शेयर १:२ को अनुपातमा निकाल्न पाउने व्यवस्था सहितको शेयरको सार्वजनिक निष्काशन सम्बन्धी निर्देशिका, आपसमा गाभिन-मिल्ने शेयर खरीद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहण सम्बन्धी निर्देशिका, ५ वर्षे मार्गचित्र लगायतका नियामकीय उपकरणहरु तर्जुमा गर्ने कार्यको लागि आयोगका तर्फबाट भइरहेको पहल सकारात्मक देखिन्छ ।

विगतमा जस्तै आगामी दिनहरूमा पनि आयोगले आफ्नो जिम्मेवारी प्रभावकारी ढङ्गबाट पूरा गर्दै विद्युत क्षेत्रको विकासको लागि उल्लेखनीय भूमिका निर्वाह गर्ने विश्वाससहित चौथो स्थापना दिवसको वार्षिकोत्सवको अवसरमा विद्युत नियमन आयोगलाई हार्दिक बधाई एवं शुभकामना व्यक्त गर्दछु ।

२५ वैशाख २०८०

मा. शक्तिबहादुर बस्नेत
मन्त्री
उर्जा, जलस्रोत तथा सिचाइ मन्त्रालय

कार्यालय: सिंहदरबार, काठमाडौं
फोन: ९७७-१-४२११५१३

अनुसूची-५.३: आयोगका अध्यक्षज्यूबाट व्यक्त गरिएको प्रतिबद्धता

विद्युत नियमन आयोग

(नेपाल सरकारको विद्युत क्षेत्रको नियामक निकाय)

प्रतिवद्धता

विद्युत क्षेत्रको विकासमार्फत समृद्धि हासिल गर्ने अभिष्ट बोकेको नेपालले अन्ततः व्यावसायिक रुपमा विद्युत निर्यात गर्न सुरु गरेको छ। नेपालले गत जुन २, २०२२ बाट भारतको Indian Energy Exchange Limited मा विद्युत बिक्री गर्न सुरु गरेको हो। नेपालले जलविद्युत नीति, २०५८ मार्फत नेपालको जलविद्युतलाई निर्यातयोग्य बस्तुको रुपमा विकास गर्ने लक्ष्य लिएको थियो र ढिलै भए पनि नेपाल व्यावसायिक रुपमा विद्युत निर्यततर्फ अग्रसर हुन सक्नु हरेक नेपालीको लागि सन्तोषको विषय हो। उक्त जलविद्युत नीति, २०५८ ले एक स्वतन्त्र तथा सक्षम नियामक निकायको परिकल्पना पनि गरेको थियो। त्यसै अनुसार विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ र विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ ले निर्देशित गरे अनुरुप विद्युत नियमन आयोगको स्थापना भई आज हामी चौथो स्थापना दिवस मनाउने क्रममा रहेका छौं।

स्थापनाको ४ बर्षमा आयोगले धेरै महत्वपूर्ण कार्यहरु गर्न सफल भएको छ। नेपालमा विद्युतको उपयोग बढाई आयातित इन्धन घटाउन सघाउ पुर्याउने हिसाबले नेपाल विद्युत प्राधिकरणद्वारा वितरण गरिने विद्युतको महसुल निर्धारण गर्दा प्रथम पटक करिब ९% तथा दोस्रो पटक पनि केहि महसुल घटाउने निर्णय आयोगले गरेको; उपभोक्ता विद्युत महसुल तथा विद्युत खरिदबिक्री दर निर्धारणको निर्णय लिनु अघि सार्वजनिक सुनुवाई निर्देशिका जारी गरी सार्वजनिक सुनुवाई गर्ने परिपाटीको विकास गरेको; नदीको बहावमा कमि भएका कारण विद्युत उत्पादनमा कमि भए बापत नेपाल विद्युत प्राधिकरणलाई जरिवाना तिर्दा रुग्ण भएका १० मेगावाटभन्दा कम क्षमताका साना जलविद्युत आयोजनाहरूबाट उत्पादन हुने विद्युतको परिमाणको पूर्वानुमान (Availability Declaration) मा लचिलो व्यवस्था गरेको हुनाले ती आयोजनाहरु आर्थिक रुपले सबल भएका छन् भने प्राधिकरणलाई System Planning गर्न सहज भएको; राष्ट्रिय संकल्पः १० बर्षमा १५,००० मेगावाट विद्युत विकास गर्नको लागि पूंजी निर्माण (Capital Formation) गर्न अत्यावश्यक भएको हकप्रद शेयर १:२ को अनुपातमा निकाल्न पाउने व्यवस्था गरेको; आयोजनाबाट उत्पादित विद्युतले ब्याज समेत तिर्न नसकेका रुग्ण जलविद्युत आयोजनाहरूलाई ३% ब्याजदरमा पुनर्कर्जा सुविधाका लागि नेपाल सरकार, ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाई मन्त्रालय एवम् नेपाल राष्ट्र बैंकसँग समन्वय गरी पुनर्कर्जाको व्यवस्था गराउने लगायतका कार्यहरु आयोगले गर्न सफल भएकाले दर्जनौं टाट पल्टिने अवस्थामा पुगेका आयोजनाहरुले पुनर्जीवन पाएका छन्।

यसका अतिरिक्त, आयोगले करिब १ दर्जन नियामकीय उपकरणहरु तर्जुमा गरी लागु गरिसकेको छ भने १ दर्जन जति नै नियामकीय उपकरणहरु तर्जुमा गरिने क्रममा रहेका छन्। पछिल्लो समयमा, आयोगले ग्रीड कोडको निर्माणलाई विशेष प्राथमिकतामा राखेको छ। यसमा दक्षिण एसियाली क्षेत्रमा विद्युत व्यापार गर्न सहज हुने गरी South Asia Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR) द्वारा तर्जुमा गरिएको Common Minimum Grid Code for South Asia का प्रावधान समाविष्ट गरिएका छन्।

नेपालमा उत्पादित विद्युतले भारत तथा अन्य छिमेकी देशहरुमा राम्रो बजार पाइराख्दा नेपालका उपभोक्ता अर्थात् नेपालका जनताहरु गुणस्तरिय, विश्वसनीय, सर्वसुलभ तथा सुरक्षित विद्युतको अनवरत पहुँचबाट वञ्चित हुनु नपरोस् भन्नेबारे आयोग सजग रहेको छ। यसरी, विद्युत विकासमार्फत समृद्धिको यात्रा तय गर्ने, देशको आर्थिक विकासको लक्ष्य र सामाजिक न्यायको आवश्यकताबीच सन्तुलन कायम गर्ने बारेमा आयोग सजग रहँदै भविष्यमा आयोगले नियामकीय गतिविधि अझ कुशल एवम् निष्पक्ष ढंगबाट अघि बढाउने दृढता व्यक्त गर्दछ।

दिल्ली बहादुर सिंह
(अध्यक्ष)

विद्युत नियमन आयोग
काठमाडौं, नेपाल
इमेल: info@erc.gov.np | वेबसाइट: www.erc.gov.np
फोन: +९७७-१-४५२२४४२, ४५३९००४, ४५४३३९० | फ्याक्स : +९७७-१-४४३२५८२

अनुसूची-५.४ : स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरुको संस्था, नेपाल (IPPAN) का अध्यक्षज्यूबाट व्यक्त गरिएको शुभकामना

स्वतन्त्र उर्जा उत्पादकहरुको संस्था, नेपाल

INDEPENDENT POWER PRODUCERS' ASSOCIATION, NEPAL

President
Mr. Krishna P. Acharya

Vice President
Mr. Ashish Garg
Mr. Ganesh Karki
Mr. Mohan Kr. Dangi

Secretary General
Mr. Gore Sherpa

Secretary
Mr. Balaram Khatiwada
Mr. Bharat Bdr. Khatri
Mr. Ram Pd. Acharya

Treasurer
Mr. Ananda Chaudhary

Executive Committee Members
Mr. Bharat Kumar Khadka
Mr. Bharat L. Thapa
Mr. Prakash C. Dulal
Mr. Uttam Bhlon Lama
Ms. Abhigya Malla
Ms. Kabita Pokharel Kadel
Mr. Narendra Ballav Panth

Imme. Past President
Mr. Shailendra Guragain

हार्दिक शुभकामना

विद्युत् क्षेत्रमा पारदर्शिता, प्रतिस्पर्धा, सुशासन र नियमन गरी उपभोक्ताको हित समेट्ने उद्देश्यले ऊर्जा क्षेत्रको नियमनकारी निकायको रुपमा स्थापना भएको विद्युत नियमन आयोग चार वर्ष पुरा गरी आजबाट पाँचौं वर्षमा प्रवेश गरेको उपलक्ष्यमा स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरुको संस्था, नेपाल -ईप्पान) को तर्फबाट हार्दिक बधाई तथा शुभकामना ब्यक्त गर्दछौं । साथै आयोगले निर्दिष्ट गरेका आफ्ना लक्ष्य र उद्देश्य प्राप्तिका लागि आगामी दिनमा अझ सफलता मिलोस भन्ने शुभेच्छा प्रकट गर्दछौं ।

विद्युत क्षेत्र सँग सम्बन्धित कार्यविधि, बिनियमावली तथा निर्देशिकाहरू जस्ता करिब १ दर्जन नियामकीय उपकरणहरुको तर्जुमा एवम् कार्यान्वयन गरेको र १ दर्जन जति तर्जुमाका विभिन्न चरणमा लयाएको आयोगले छोटो समयमा नै आफूलाई एक सबल र सक्षम नियमनकारी निकायको रूपमा स्थापित गरिसकेको छ। बैंकको चर्को ब्याज तिर्न नसकेका रुग्ण आयोजनाहरुलाई नेपाल राष्ट्र बैंकसँग समन्वय गरी कम ब्याजदरमा पुनर्कर्जाको व्यवस्था गरिदिनु, खोलाको पानीको बहावमा कमी भई Availability Declaration अनुसारको उत्पादन गर्ननसकेका १० मे.वा. सम्मका र सोही कारणले नेपाल विद्युत प्राधिकरणलाई तिर्नु पर्ने AD Penalty लिन नपर्ने बनाई स-साना विद्युत उत्पादकहरुलाई त्राण दिनाका साथै विद्युतीय प्रणालीलाई स्थिरता प्रदान गर्न मद्दत गर्नु, १० वर्षमा १५००० मे.वा. निर्माण गर्ने सरकारको लक्ष्यलाई टेवा दिन बिनियमावलीलाई परिमार्जन गरेर पूजी निर्माण (Capital Formation) गर्न १:२ को अनुपातमा हकप्रद शेयर जारी गर्न पाउने व्यवस्था गर्नु र इजाजत अवधि भर मुख्य प्रवर्द्धकले सबै शेयर बेच्न नपाउने र सरकारलाई सित्तैमा सबै शेयर र आयोजना हस्तान्तरण गर्नु पर्ने जस्ता प्रावधान अव्यवहारिक भएकोले सो हटाउने जस्ता अग्रगामी कार्य गरेकोमा आयोगका माननीय अध्यक्ष दिल्ली बहादुर सिंह, सदस्यज्यूहरु एव सम्पूर्ण आयोगलाई इप्पान र मेरो व्यक्तिगत तर्फबाट पनि धन्यवाद व्यक्त गर्न चाहन्छु ।

सिमित श्रोत, साधन एवं जनशक्तिका बावजुद आयोगले प्रवर्द्धक तथा सेवाग्राहीबाट २०७९ चैत्रसम्म प्राप्त ५५९ बढि निवेदन तथा फाईलहरुलाई शुक्ष्म अध्ययन गरि समयमै निर्णय दिन सफल भई ऐनले निर्दिष्ट गरेका जिम्मेबारीहरु कुशलतापूर्वक बहन गर्न सफल भएको र समस्त विद्युत क्षेत्र एव ऊर्जा प्रवर्द्धकहरुको हितमा काम गरेको इप्पानले महसुस गरेको छ ।

नेपालको ऊर्जा क्षेत्रको ११२ बर्षको यात्रामा अहिले करिब २६ सय मेगावाट विद्युत राष्ट्रिय प्रशारण लाइनमा जोडिएको छ । बिद्युत उत्पादनमा भएको यो सफलताले हाम्रो ऊर्जा क्षेत्रको आजको प्राथमिकता आन्तरिक खपत बृद्धि र अन्तरदेशीय बिद्युत ब्यापार भएको छ । यो प्राथमिकता पुरा गरी मुलुकमा तीव्र आर्थिक समृद्धि हासिल गर्न विद्युत ब्यापारमा निजी क्षेत्रको सहभातिगता अनिवार्य भएको यथार्थतालाई आज सबैले मनन गर्नसक्नुपर्छ । यसरी विद्युत ऊर्जा क्षेत्रको प्राथमिकता परिवर्तन भएको सन्दर्भमा बिद्युत क्षेत्रको समग्र विकास एवं प्रवर्धनका लागि आयोगले थप सशक्त र प्रभावकारी भूमिका निर्वाह गर्नुपर्ने दायित्व र जिम्मेवारी बढेको छ। आगामी दिनमा आयोग यस कार्यमा सफलता प्राप्त गर्दै समग्र ऊर्जा क्षेत्रको आशा, भरोसा र बिस्वासको केन्द्र बन्न सकोस, पुन: हार्दिक शुभकामना ।

मिति: २०८० बैशाख २५ गते ।

कृष्णप्रसाद आचार्य

अध्यक्ष

Heritage Plaza II, Kamaladi, PO Box. 20010, Kathmandu Nepal Tel. (+)977-1-4169175 Fax. (+)977-1-4169175 Email: info@ippan.org.np URL:www.ippan.org.np

अनुसूची-६ : आयोगका पदाधिकारीहरू तथा सचिवको वैयक्तिक विवरण

भारतबाट सिभिल इन्जिनियरिङ्ग सङ्कायमा सन् १९८१ मा स्नातक तह (B.Sc. Engineering) उत्तीर्ण गर्नुभएका अध्यक्ष श्री दिल्ली बहादुर सिंहले सन् १९९४ मा अस्ट्रेलियाको क्विन्सल्यान्ड विश्वविद्यालयबाट इन्जिनियरिङ्ग तथा प्रविधि व्यवस्थापन (Engineering and Technology Management) विषयमा स्नातकोत्तर उतीर्ण गर्नुभएको हो ।

श्री दिल्ली बहादुर सिंह

अध्यक्ष

३३ वर्ष राष्ट्रसेवक कर्मचारीको रुपमा बिताउनुभएका तथा आफ्नो जीवन कालमा ४२ वर्षको कार्यानुभव बटुल्नुभएका आयोगका अध्यक्ष सिंहले विगतमा विद्युत विकास विभागको महानिर्देशक एवं जल तथा ऊर्जा आयोगको सचिवालयको सह-सचिव जस्ता महत्वपूर्ण जिम्मेवारीहरू सम्हाल्नु भएको थियो । वहाँले आफ्नो कार्यकालमा ऊर्जा तथा जलविद्युत क्षेत्रको कोसे ढुङ्गा साबित भएका आयोजनाहरूको योजना, विकास तथा निर्माण कार्यमा सहभागी भई नेपालको ऊर्जा क्षेत्रमा उल्लेखनीय योगदान दिनुभएको छ ।

६,७२० मेगावाट क्षमताको पञ्चेश्वर बहुउद्देश्यीय आयोजनाको निर्देशकको रुपमा समेत जिम्मेवारी बहन गर्नुभएका उहाँले मर्स्याङ्गदी जलविद्युत आयोजना (६९ मेगावाट) को निर्माण कार्यमा संलग्न रहनुभएको थियो भने समग्र विद्युत क्षेत्रको विकास गर्ने कार्यको सिलसिलामा विभिन्न जलविद्युत आयोजनाहरूको सम्भाव्यता अध्ययन, वातावारणीय अध्ययन, दसौं पञ्च वर्षीय योजना, नीति, ऐन, नियम तर्जुमा गर्ने कार्यमा समेत संलग्न रहनुभएको थियो । २०३८ सालमा ३ वटा खानेपानी योजनाका योजना प्रमुख भई अनुभव हासिल गरेका श्री सिंहले जलस्रोत मन्त्रालयमा वातावरण शाखा प्रमुख तथा नीति शाखा प्रमुख भई कार्यरत रहनुभएको थियो भने विद्युत विकास विभागमा योजना तथा आयोजना अध्ययन महाशाखा प्रमुख, उप-महानिर्देशक तथा महानिर्देशकको रुपमा कार्यरत रहनुभएको थियो । यस दौरानमा उहाँ जर्मन सरकारको जी.टी.जेड्, नर्वे सरकारको नोराड र अमेरिकी सरकारको यू.एस.एड.द्वारा सञ्चालित सारी (SARI/EI) प्रोग्रामको काउन्टरपार्ट भएर सफलतापूर्वक कार्यसम्पादन गर्नुभएको थियो ।

यसका अतिरिक्त, उहाँले विद्युत तथा ऊर्जासम्बन्धी विभिन्न अन्तर्राष्ट्रिय मञ्च तथा समितिहरूका बैठकहरूमा नेपाललाई प्रतिनिधित्व गर्दै आफ्नो अनुभव तथा कार्यदक्षताको परिचय दिनुभएको छ । विद्युत विकास विभागद्वारा विकास गरिने बुढी गङ्गा जलविद्युत आयोजनाको ऋण सम्झौता गर्न टोली प्रमुख भई रियाद, साउदी आरेबियामा "अरब आर्थिक विकासको लागि साउदी फन्ड" सँग वार्ता गरेर "सफ्ट लोन" ल्याउन सफल हुनुभएको थियो । उहाँले सप्तकोशी उच्च बाँध बहुउद्देश्यीय आयोजनाकोलागि नेपाल भारतका विशेषज्ञहरूको संयुक्त टोलीको १२ औं बैठकमा टोली प्रमुखको रुपमा नेपालको प्रतिनिधित्व गर्नुका साथै नेपाल भारत जलस्रोत सम्बन्धी संयुक्त समितिका तेस्रो, चौथो र पाँचौं बैठकहरू र नेपाल भारत संयुक्त स्थायी प्राविधिक समितिको दोस्रो बैठक जस्ता बृहत् राष्ट्रिय महत्वका बैठकहरूमा समेत सहभागी हुनुभएको थियो । अध्यक्ष सिंह ईश्वी सम्वत् २००३ देखि २००८ सम्म नेपाल सरकारको प्रतिनिधित्व गर्दै नेपाल भारत ऊर्जा आदानप्रदान समितिको सदस्यसमेत रहनुभएको थियो । त्यसैगरी श्री सिंह २००९ देखि हालसम्म अनवरत रुपले चीनको हाङझाउमा अवस्थित International Network On Small Hydropower (IN–SHP) को निर्वाचित "बोर्ड अफ डाइरेक्टर" हुनुहुन्छ ।

अध्यक्ष सिंहले विभिन्न राष्ट्रिय तथा अन्तर्राष्ट्रिय मञ्चहरूमा प्रमुख वक्ता (Keynote Speaker) को रुपमा आफ्ना विचारहरू प्रस्तुत गर्ने तथा ऊर्जा एवं जलस्रोत क्षेत्रका अनुसन्धनात्मक तथा विवेचनात्मक दस्तावेज प्रस्तुत (Paper Presentation) गर्ने सम्बन्धमा समेत प्रशस्त अनुभव बटुल्नुभएको छ । वहाँले अन्तर्राष्ट्रिय/राष्ट्रिय सभा, सम्मेलन, सेमिनार, सिम्पोजियम आदिमा सहभागिता जनाई ऊर्जा, दिगो विकास, जलविद्युत तथा त्यसका वातावरणीय तथा सामाजिक प्रभावहरू तथा त्यसको न्यूनीकरणसम्बन्धी करिब ३ दर्जन बढी कार्यपत्र, विचार तथा दस्तावेजहरू प्रस्तुत गर्नुभएको छ । कार्यपत्र प्रस्तुति तथा तालिमको सिलसिलामा उहाँले भारत, चीन, पोर्चुगल, इटाली, क्यानडा, इजिप्ट, अमेरिका, बेलायत, जर्मनी, नर्वे, फ्रान्स, स्पेन, जर्जिया, मलेसिया लगायत विभिन्न ३८ वटा देशहरूको भ्रमण गर्नुभएको छ ।

आयोगको अध्यक्षको जिम्मेवारी सम्हाल्नुअघि अध्यक्ष सिंह सल्लाहकारको रुपमा एक अन्तर्राष्ट्रिय दातृ संस्थासँग आबद्ध रही नेपालको विद्युत क्षेत्रका आयोजनाहरूमा विशेषत: प्रसारण लाईन निर्माणमा हुने गरेका ढिलाइलाई न्यूनीकरण गर्न पाइलट प्रोजेक्ट सञ्चालन गरी करिब ५ वर्ष ढिलो भैसकेको प्रसारण लाईन आयोजनाको प्रक्षेपण अनुसार दुई वर्ष अझ ढिलो हुने भएकोमा सो लाई घटाई १ वर्षमा निर्माण सम्पन्न गर्नमा सफलता समेत हासिल गर्नुभएको थियो भने उहाँले प्रतिपादन गरेको मोडलको बारेमा पुस्तक पनि लेख्दै हुनुहुन्छ जुन ऊर्जा क्षेत्र लगायत सम्पूर्ण विकास निर्माणका आयोजनाहरुकोलागि अत्यन्तै उपयोगी हुनेछ ।

दक्षिणपूर्वी झापा देखि भारतको भुमि हुँदै उत्तर पश्चिमी बङ्गलादेशको टेटुलियासम्म करिब २६ किलोमिटर लामो ७६५ किलो भोल्ट (के.भि.) को भूमिगत डेडीकेटेड डबल सर्किट प्रसारण लाइन निर्माण गरी नेपालबाट बङ्गलादेशमा विद्युत निर्यात गर्नुपर्ने, भारतको सिलिगुडी सबडिभिजन अन्तर्गत् रहेको फुलबारी भन्दा केही दक्षिणमा रहेको रहमु क्षेत्रमा अथवा बङ्गलादेशको बंगलाबन्ध भन्दा केही दक्षिणमा प्रसारण लाइन र विद्युतिय हब (Hub) निर्माण गरी नेपाल, सिक्किम, भुटान, भारत तथा बङ्गलादेशका बीच उच्च भोल्टेज प्रसारण लाइनको कनेक्सन तथा हब निर्माण गरी दुई पक्षीय, त्रिपक्षीय एवं बहुपक्षीय विद्युत व्यापार गर्नु पर्ने तथा दक्षिण एशियाली पावर पूल (South Asian Power Pool) निर्माण गर्नुपर्ने अवधारणा सहितको प्रस्ताव श्री सिंहले विभिन्न क्षेत्रीय तथा अन्तर्राष्ट्रिय मञ्च तथा निकायहरुले आयोजना गरेका कार्यक्रम, जस्तै: Bangladesh, Bhutan, India and Nepal (BBIN), South Asia Regional Energy Partnership (SAREP), South Asia Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR), South Asian Association for Regional Cooperation (SAARC), Bay of Bengal Initiative for Multi Sectoral Technical Economic Cooperation (BIMSTEC) आदिमा प्रस्तुत गरेकोमा उक्त दूरदृष्टि (Long-term Vision) लाई स्वदेशी/विदेशी सरोकारवालाहरु सबैले उच्च सराहना गरेका छन् । यसरी एउटै मात्र प्रसारण लाइन तथा सञ्जालमा भर पर्नु भन्दा प्रसारण लाइन संरचनाको विविधीकरण मार्फत नेपालको ऊर्जा बजारको पहुँच अझ बृहत गर्ने तर्फ वकालत गर्ने गरेका श्री सिंहले दक्षिण एशियाली क्षेत्रमा विद्युत व्यापारलाई विस्तार गर्न यस क्षेत्रका विद्युत प्रणाली सम्बन्धी प्राविधिक मापदण्डहरुमा एकरुपता ल्याउन South Asia Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR) को पहल कदमीमा तयार हुने Common Minimum Grid Code for South Asia मा नेपालको वृहत्तर हित हुने गरी राय, सुझाव एवं टिप्पणीहरु प्रदान गर्नु भएको थियो ।

श्री सिंह साहित्यिक क्षेत्रमा पनि त्यत्तिकै सबल हुनुहुन्छ र हालसम्म उहाँका ६ वटा पुस्तकहरु "दिलु सिंह"का नामले प्रकाशित छन् भने सातौं पुस्तक प्रकाशोन्मुख रहेको छ। त्यसै गरी, उहाँले हाल २ वटा पुस्तकहरू लेख्न थाल्नुभएको छ ।

विगतमा विद्युत महसुल निर्धारण आयोगका सदस्य सचिवसमेतको भूमिकामा रही नियमनको मामिलामा अनुभव बटुल्नुभएका उहाँ आयोगको प्रथम अध्यक्ष हुनुहुन्छ ।

श्री भागीरथी भट्टराई (ज्ञवाली)
सदस्य

त्रिभुवन विश्वविद्यालयबाट अर्थशास्त्र र जनप्रशासन विषयमा स्नातकोत्तर उत्तीर्ण गर्नुभएकी सदस्य श्री भागीरथी ज्ञवालीले नेपाल संस्कृत विश्वविद्यालयबाट शिक्षा शास्त्रमा स्नातक तह पनि उत्तीर्ण गर्नुभएको छ। उहाँसँग खानेपानी महसुल निर्धारण आयोगको सदस्यको रुपमा काम गर्नुभएको ४ वर्षको अनुभवको साथ साथै १७ वर्षको प्राध्यापनको अनुभव रहेको छ । सेसन सहकारी संस्थाको अध्यक्षको रुपमा ९ वर्षको कार्य अनुभव रहेकी ज्ञवाली विभिन्न सामाजिक र साहित्यिक संस्थाहरुसँग समेत आबद्ध हुनुहुन्छ ।

विभिन्न पत्रपत्रिकामा आर्थिक र साहित्यिक लेखरचना प्रकाशित गर्दै आउनुभएकी ज्ञवालीका मात्रिगाथा र सतिसाल नामक २ वटा कृति प्रकाशित छन्। विभिन्न सामाजिक र साहित्यिक संस्थाहरुसँग आबद्ध हुनुको साथै सामाजिक र साहित्यिक गतिविधिमा समेत उहाँको संलग्नता रहेको छ । साहित्य विज्ञान प्रतिष्ठान, दधिराम स्मृति प्रतिष्ठान, थोर्गा काठमाण्डौ सम्पर्क तथा विकास मञ्च, अर्थशास्त्र शिक्षक समाज, गुल्मेली समाज, ज्ञवाली गुठी, निजामती कर्मचारी श्रीमती संघ आदि संस्थाहरूको आजीवन सदस्य रहेकी ज्ञवालीले साहित्य लेखन र सामाजिक सेवालाई निरन्तरता दिँदै आउनुभएको छ ।

चीनको हान्जाउमा आयोजित Seminar on Small Hydropower and Sustainable Development of Rural Communities (5 to 25 September 2019), Organized by National Research Institute for Rural Electrification (NRIRE), भुटानको थिम्पुमा आयोजित Fourth SAARC Regulators Meeting, International Conference on Climate Change, Water Resource and Disasters " (Organized by UNESCO), वातावरणसम्बन्धी अन्तर्राष्ट्रिय सम्मेलन, विभिन्न अनुसन्धानात्मक र शैक्षिक तालिमहरूमा सहभागी हुनुभएकी ज्ञवालीले संयुक्त राज्य अमेरिका, कोरिया, सिंगापुर, भुटान, चिन र मलेसियाको भ्रमण गर्नुभएको छ ।

त्रिभुवन विश्वविद्यालयबाट व्यवस्थापन विषयमा स्नातकोत्तर तह उत्तीर्ण हुनुभएका सदस्य श्री गौतम डंगोलले १८ वर्ष लामो बैंकिङ्ग क्षेत्रमा कार्यानुभव बटुल्नुभएको छ। कुमारी बैंक लिमिटेड, ग्लोबल बैंक लिमिटेड, सनराईज बैंक लिमिटेड र एन आई सि एशिया बैंक लिमिटेडमा कार्यरत रहँदा सदस्य डंगोलले ईलाम शाखा प्रबन्धक, बौद्ध शाखा प्रबन्धक, कर्जा प्रशासन विभाग प्रमुख, मानव संसाधन विभाग प्रमुख, कर्जा संचालन विभाग प्रमुख, कर्जा नियन्त्रण विभाग प्रमुख, बागमती प्रदेश कर्जा असुली विभाग प्रमुख तथा संचालन विभाग उपप्रमुखको भूमिका सफलतापूर्वक निर्वाह गर्नुभएको छ।

श्री गौतम डंगोल
सदस्य

नेपाली तथा नेवारी साहित्य श्रृजनामा समेत संलग्न हुनुभएका डंगोलका आधा दर्जन सांगीतिक रचना रहेका छन्। वहाँ नेशनल ब्राण्ड म्युजिक अवार्ड २०७७ को उत्कृष्ट नव आधुनिक गीतकार विधा तथा नीम्स अवार्ड २०७८ को उत्कृष्ट पप गीतकार विधाबाट सम्मानित हुनुभएको छ।

त्रिभुवन विश्वविद्यालय, इन्जिनियरिङ्ग अध्ययन संस्थान, पुल्चोक क्याम्पसबाट सिभिल इन्जिनियरिङ्ग सङ्कायमा स्नातक

श्री गोकर्ण राज पन्थ

सचिव

उत्तीर्ण गर्नुभएका सचिव श्री गोकर्ण राज पन्थले नेदरल्याण्डको आइएच्ई डेल्फ्ट इन्स्टिच्युट फर वाटर एजुकेसनबाट हाइड्रोलोजी एण्ड वाटर रिसोर्सेज विषयमा स्नातकोत्तरको अध्ययन पूरा गर्नुभएको हो ।

नेपाल विद्युत प्राधिकरणमा ३ वर्ष तथा विद्युत विकास विभागमा १० वर्ष गरी १३ वर्ष इन्जिनियर पदमा तथा ५ वर्ष विद्युत विकास विभागमा र ७ वर्ष ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय गरी जम्मा १२ वर्ष सिनियर डिभिजनल इन्जिनियर पदमा रही पन्थले जलविद्युत एवं उर्जा क्षेत्रमा करिब २५ वर्ष कार्यानुभव बटुल्नुभएको छ।

यस क्रममा सचिव पन्थले जलविद्युत आयोजनाहरुको अध्ययन, डीजाइन, मापदण्ड, निर्देशिका, नीति निर्माण लगायतका विषयहरुमा अनुभव हासिल गर्नुका साथै विभिन्न राष्ट्रिय तथा अन्तर्राष्ट्रिय तालिम तथा सेमिनारमा भाग लिनुभएको छ।

अनुसूची- ७ (क) : अनुगमन भ्रमण सम्बन्धी आयोजनाहरुका तस्वीरहरु

तस्विर १: बुटवल सौर्य आयोजना स्थलमा राखिएका सोलार प्यानेलहरु

तस्विर २: अनुगमनका दिन बुटवल सौर्य आयोजना सञ्चालनमा हुँदा खेरिको उर्जा उत्पादन मापन

तस्विर ३: सुपर दोर्दी-ख जलविद्युत आयोजनाको हेडवर्क्स

तस्विर ४: सुपर दोर्दी-ख जलविद्युत आयोजनाको विद्युत गृहको सुरुङको प्रवेश द्वार

तस्विर ५: माथिल्लो त्रिशुली-१ जलविद्युत आयोजनाको अडिट सुरुङ नं. ३ को प्रवेश द्वार

तस्विर ६: माथिल्लो त्रिशुली-१ जलविद्युत आयोजनाको डिसान्डरको फ्लसिङ सुरुङको प्रवेश द्वार

तस्विर ७: तल्लो मोदी खोला जलविद्युत आयोजनाको हेडवर्क्स

तस्विर ८: तल्लो मोदी खोला जलविद्युत आयोजनाको विद्युत गृहमा रहेका इलेक्ट्रोमेकानिकल सेटअप

तस्विर ९: विजयपुर-१ साना जलविद्युत आयोजनाको डिसिल्टिङ बेसिन (Desilting Basin)

तस्विर १०: विद्युत नियमन आयोग निरीक्षण भ्रमण दलका संयोजक, सदस्य र विजयपुर-१ साना जलविद्युत आयोजनाका कर्मचारीहरु

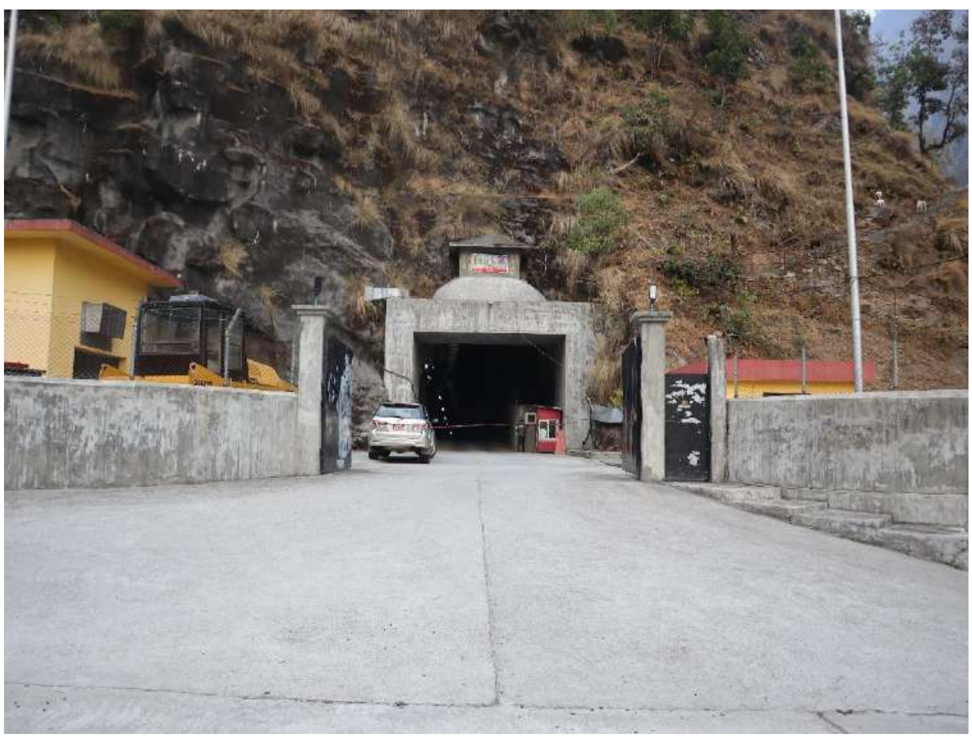
तस्विर ११: माई खोला जलविद्युत आयोजनाको बाँध

तस्विर १२: माई खोला जलविद्युत आयोजनाको Control Panel Unit हरु

तस्विर १३: माई क्यास्केड जलविद्युत आयोजनाको विद्युत गृहमा पानी लैजाने पेनस्टक पाइपहरु

तस्विर १४: माई क्यास्केड जलविद्युत आयोजनाको विद्युत उत्पादन गृह

तस्विर १५: माथिल्लो तामाकोशी जलविद्युत आयोजनाको हेडवर्क्स



तस्विर १६: माथिल्लो तामाकोशी जलविद्युत आयोजनाको भूमिगत विद्युत उत्पादन गृहको प्रवेश द्वार

तस्विर १७: रोल्वालिङ खोला जलविद्युत आयोजनाको हेडरेस सुरुङको अडिट

तस्विर १८: रोल्वालिङ खोला जलविद्युत आयोजनाको विद्युत उत्पादन गृहको सुरुङ निर्माण

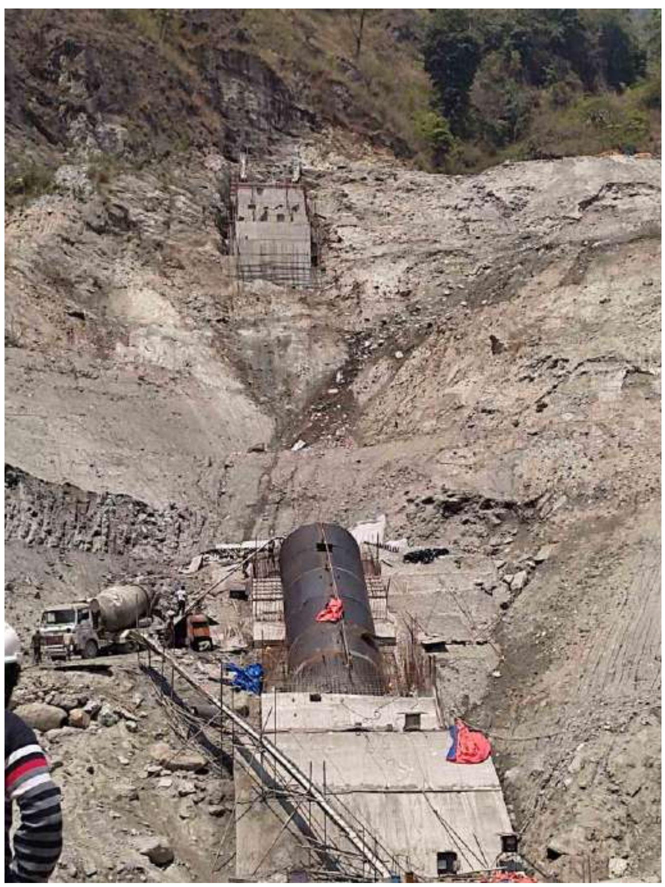
तस्विर १९: सेती खोला जलविद्युत आयोजना (२५ मेगावाट) को हेडवर्क्स क्षेत्रमा निर्माण हुँदै गरेको अन्डरस्लुइस र डाइभर्जन बाँध

तस्विर २०: सेती खोला जलविद्युत आयोजना (२५ मेगावाट) को विद्युत उत्पादन गृह

तस्विर २१: सेती खोला जलविद्युत आयोजना (२२ मेगावाट) को हेडवर्क्स संरक्षण र डिसान्डर बेसिनको निर्माण कार्य हुँदै

तस्विर २२: सेती खोला जलविद्युत आयोजना (२२ मेगावाट) को हेडरेस सुरुङको प्रवेश द्वार

तस्विर २३: अप्पर पुवा-१ साना जलविद्युत आयोजना



तस्विर २४: मध्य तमोर जलविद्युत आयोजनाको Penstock Alignment

तस्विर २५: मध्य तमोर जलविद्युत आयोजनाको विद्युत उत्पादन गृहमा रहको टर्बाइन-जेनेरेटर सेटअप

तस्विर २६: माथिल्लो हुग्दी खोला जलविद्युत आयोजनाको विद्युत उत्पादन गृहमा रहको टर्बाइन-जेनेरेटर सेटअप

तस्विर २७

तस्विर २८

आयोगका अध्यक्ष माननीय श्री दिल्ली बहादुर सिंहज्यूद्वारा मनाङ्ग मर्स्याङ्गदी जलविद्युत आयोजना (१३५ मेगावाट) को अवलोकन तथा निरीक्षण

अनुसूची- ७ (ख) : आयोगका विभिन्न गतिविधीहरु सम्मीलित तस्वीरहरु

आयोगको चौथो वार्षिकोत्सवको अवसरमा मिति २०८०, वैशाख २५ गते आयोजित समारोह

आयोगको चौथो वार्षिकोत्सवको अवसरमा आयोजित कार्यक्रममा शुभकामना सन्देश तथा मन्तव्य व्यक्त गर्दै माननीय ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्री श्री शक्ति बहादुर बस्नेतज्यू

कालीगण्डकी गर्ज जलविद्युत आयोजना (१८० मे.वा.) बाट उत्पादन हुने विद्युतको खरिद बिक्री दर निर्धारणका लागि आयोजना गरिएको सार्वजनिक सुनुवाई कार्यक्रममा उपस्थिति जनाउने आयोगका अध्यक्ष, सदस्यहरु, सचिव, ने.वि.प्रा.का कार्यकारी निर्देशक, निर्देशक तथा सम्बन्धित आयोजनाका पदाधिकारीहरु

वि.पि.सि.द्वारा प्रवर्द्धित आँधी खोला वितरण केन्द्रको उपभोक्ता विद्युत महसुल निर्धारणका लागि आयोजना गरिएको सार्वजनिक सुनुवाई कार्यक्रममा सम्बोधन गर्दै स्थानिय जनप्रतिनिधि, कम्पनीका प्रमुख कार्यकारी अधिकृत तथा उपस्थिति जनाउने सरोकारवालाहरु

कालीगण्डकी गर्ज जलविद्युत आयोजना (१८० मे.वा.) बाट उत्पादन हुने विद्युतको खरिद बिक्री दर निर्धारणका लागि आयोजना गरिएको सार्वजनिक सुनुवाई कार्यक्रममा उपस्थित भई आफ्नो जिज्ञासा तथा धारणा व्यक्त गर्दै सरोकारवाला

पावर समिट '२३ को कार्यक्रममा मन्तव्य राख्दै आयोगका अध्यक्ष मा. दिल्ली बहादुर सिंहज्यू

कजाकस्तानमा आयोजित Renewable Energy Auctions कार्यक्रममा आयोगको परिचयात्मक प्रस्तुतिकरण गर्दै सदस्य श्री भागीरथी भट्टराई (ज्ञवाली)ज्यू

ताप्लेजुङ स्थित मध्य तमोर जलविद्युत आयोजना (७३ मे.वा.) को भ्रमणको क्रममा निरिक्षण गर्दै आयोगका सदस्य तथा कर्मचारीहरु

सानिमा मिडिल तमोर जलविद्युत आयोजनाको उपकरण जडान गरेको निरिक्षण गर्दै आयोगका कर्मचारी

कजाकस्तानमा आयोजित *Renewable Energy Auctions* कार्यक्रममा सहभागी भई सोलार फार्म भ्रमण गर्दै आयोगका सदस्य श्री भागीरथी भट्टराई (ज्ञवाली)ज्यू एवं नेपाली प्रतिनिधिमण्डल