वार्षिक प्रतिवेदन

(आर्थिक वर्ष २०८२/८३)

विद्युत् सुशासन

(विद्युत् नियमन आयोगको स्मारिका, २०८३ अङ्क २ समेत)

विद्युत् नियमन आयोग

सानोगौचरण, काठमाडौँ, नेपाल

ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय समक्ष पेश गरिएको

वार्षिक प्रतिवेदन
आ.व. २०८२/०८३

(विद्युत नियमन आयोगको स्मारिका- विद्युत सुशासन, वर्ष २, अङ्क-२ समेत समावेश गरिएको)

यस प्रतिवेदनमा मिति २०८२ श्रावण १ गतेदेखि मिति २०८३ आषाढ मसान्तसम्म गरिएका काम कारवाहीहरु, भावी कार्ययोजनाहरु तथा विद्युत क्षेत्रको सुधारसँग सम्बन्धित नीतिगत सुझावहरु समावेश गरिएका छन् ।

सम्पादन तथा प्रकाशन मण्डल

श्री बलराम सिलवाल

श्री मन देवी श्रेष्ठ

श्री प्रशान्त पन्थी

श्री सन्तोष पराजुली

श्री अनिल धामी

प्रकाशक

विद्युत् नियमन आयोग

सानोगौचरण, काठमाडौँ, नेपाल

वार्षिक प्रतिवेदन-२०८३

प्रकाशक : विद्युत् नियमन आयोग
प्रकाशन मिति : २०८३ भदौ
प्रकाशित संख्या : ५०० प्रति

लेआउट : सन्तोष भट्ट # मो. ९८४०३४१३१२

मुद्रण : सोपान प्रेस प्रा.लि.
कालिकास्थान, काठमाडौँ
फोन नं.: ०१-४५४२२०६
इमेल : sopanpress2@gmail.com

खण्ड (क)

(वार्षिक प्रतिवेदन, कर्मचारी विवरण,
कार्यसम्पादन सम्बन्धी मुख्य उपलब्धिहरू,
आय-व्ययको विवरण, बजेट तथा खर्चको विवरण आदि)

विषयसूची

खण्ड (क) वार्षिक प्रतिवेदन		पृष्ठ
	विद्युत नियमन आयोगका पदाधिकारीहरू	१
	अध्यक्षको मन्तव्य	३
	कार्यकारी साराशं	७
१	परिचयः विद्युत नियमन आयोग	८
१.१	आयोगको कार्यक्षेत्र	१०
१.२	आयोगको सङ्गठनात्मक संरचना	११
१.३	आयोगमा कार्यरत कर्मचारीहरूको विवरण	११
१.४	आयोगको पछिल्लो आर्थिक बर्षको मुल्याङ्कन	१२
२	नेपालको विद्युत क्षेत्र	१६
३	आ.व. २०८२/०८३ मा आयोगले गरेका कार्यसम्पादन सम्बन्धी मुख्य उपलब्धिहरू र आयोजना गरेका कार्यक्रमहरू	१७
३.१	स्वीकृति/पूर्वस्वीकृति/सहमति सम्बन्धमा निर्णय	१७
३.२	आयोगद्वारा आयोजना गरिएका अन्य कार्यक्रम	१८
३.३	तालिम तथा विदेश भ्रमण	१८
४	आ.व. २०८२/०८३ मा भएको आयोगको आय व्ययको विवरण	१८
४.१	आयोगको कोष	१८
४.२	आ.व. २०८२/०८३ मा आयोगको आय विवरण	१९
४.३	आ.व. २०८२/८३ को बजेट खर्च तथा वित्तीय प्रगति विवरण	१९
५	विद्युत क्षेत्र सुधारका सम्बन्धमा नीतिगत सुझाव	२०
५.१	आयोगलाई विद्युत व्यापारको अनुमतिपत्र सम्बन्धी अधिकार प्रदान गर्ने तथा प्रसारण लाइन निर्माणमा निजी क्षेत्रलाई सहभागी गराउने	२०
५.२	आन्तरिक विद्युत् खपत वृद्धिका लागि निजी क्षेत्रलाई विद्युत् व्यापारमा संलग्न गराउनुपर्ने	२०
५.३	Tariff Based Competitive Bidding मार्फत निजी क्षेत्रलाई प्रसारण लाइन निर्माणमा संलग्न गराउनुपर्ने	२१
५.४	आन्तरिक विद्युत् खपत वृद्धिका लागि निजी क्षेत्रलाई विद्युत् व्यापारमा संलग्न गराउनुपर्ने	२१
५.५	क्षेत्रीय विद्युत व्यापारका लागि नीतिगत तथा कानूनी सामञ्जस्यता कायम गर्नुपर्ने	२२

५.६	प्रचलित विद्युतसम्बन्धी कानूनको समयानुकूल संशोधन तथा नियामकीय स्वायत्तता सुदृढीकरण	२२
५.७	कायम गर्ने विद्युत अनुमतिपत्र प्राप्त संस्था सम्बन्धी शेयर तथा पूँजी संरचनासम्बन्धी नियामकीय अधिकारक्षेत्रमा स्पष्टता कायम गर्ने तथा सोको सहजीकरणकाृ लागि नियामक मञ्च (Forum of Regulator) गठन गर्ने सम्बन्धमा	२३
६	निष्कर्ष	२३
अनुसूची १	विद्युत नियमन आयोगको स्वीकृत सङ्गठनात्मक संरचना	२६

आयोगका पदाधिकारीहरू

डा. रामप्रसाद धिताल
अध्यक्ष

श्री जयराज भण्डारी
सदस्य

श्री लोकराज पाठक
सदस्य

श्री बलराम सिलवाल
सदस्य

श्री मन देवी श्रेष्ठ
सचिव

अध्यक्षाको मन्तव्य

विद्युत् नियमन आयोगले मिति २०८३ बैशाख २५ गतेदेखि आठौँ वर्षको संघारमा पाइला टेकिसकेको छ। विभिन्न उतार चढाव सहितको यो ऐतिहासिक यात्राको दौरानमा आयोगले नेपाल सरकार, ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय र उपभोक्ता लगायत विद्युत क्षेत्रका सम्पूर्ण सरोकारवालाहरूबाट निरन्तर सुझाव र सहयोग पाई आएको छ जसको लागि आयोग सबैप्रति कृतकृत्य छ।

समाजको हरक्षेत्रको विकासको गति विद्युत्मा नै निर्भर रहेको हुनाले यी दिनहरुमा समकालीन विश्वमा विद्युत् क्षेत्रको महत्त्व झन् झन् बढ्दो क्रममा छ र यसको समुचित नियमन हुनु अति आवश्यक छ। त्यस्तै बद्लिँदो समाजिक जटिलता र जनताको बढ्दो आवश्यकताले गर्दा नियामकीय दृष्टिबाट यो कार्य निकै चुनौतीपूर्ण पनि छ। त्यसैले विद्युत् सेवाको नियमन कार्यलाई सिङ्गो विश्वले उच्च महत्त्व दिने गरेको छ। नेपाल पनि यसको अपवाद हुन सक्दैन। तसर्थ विद्युत नियमन आयोगले समयको मागलाई समुचित सम्बोधन हुने गरी नियामकीय क्षेत्रमा अझै बढी अग्रसक्रियता र क्रियाशीलताका साथ आफूलाई प्रस्तुत गर्नुपर्ने अवस्था छ र आयोग यसमा निरन्तर सक्रिय छ।

विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ जारी भएपछि २०७६ वैशाख २५ मा विधिवत् स्थापना भएको यस आयोगका सुरुवाती ५ बर्षहरु उपभोक्ता विद्युत महसुल निर्धारण प्रक्रियालाई लागत प्रतिविम्बित् बनाउने, विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको प्रक्रियालाई व्यवस्थित एवम् प्रतिस्पर्धात्मक बनाउने, सर्वसाधारणको सूचनाको अधिकार सुनिश्चित गर्दै उपभोक्ताको हितसम्बन्धी विषयमा बहस सुरु गर्ने, विद्युत क्षेत्रको प्राविधिक व्यवस्थापनका लागि प्रारम्भिक कदमहरु चाल्ने आदि विषयमा केन्द्रित रहे भने त्यसपछिको दोस्रो कार्यकाल शुरु भएपछिका छैटौँ र सातौँ वर्षहरुमा आयोगलाई ad hoc basis मा सीमित राख्नको साटो नवप्रवर्तन तथा गतिशील मार्ग र पद्धतिबाट अगाडि बढाउन हामी उद्यत रहेका छौँ। सीमित स्रोत, सीमित जनशक्ति तथा कानूनी अस्पष्टता र अपर्याप्तता जस्ता समस्यालाई यी पछिल्ला अवधिमा धेरै हदसम्म निराकरण गर्न हामी सफल भएका छौँ।

नेपाल सरकार, मन्त्रिपरिषद्को २०८१ असार १० गतेको निर्णय बमोजिम आयोगका दोस्रो पदाधिकारीहरूको नियुक्ति भएको थियो। तथापी नेपाल सरकारद्वारा जारी सार्वजनिक पदाधिकारीको पदमुक्ति सम्बन्धी विशेष व्यवस्था सम्बन्धी अध्यादेश, २०८३ बमोजिम मिति २०८३ वैशाख १९ गते निज पदाधिकारीहरूको पदावधि समाप्त भएको थियो। तत्कालिन पदाधिकारीहरू क्रमशः श्री गौतम डङ्गोल, डा. मधुसुदन अधिकारी, डा. झमक प्रसाद शर्मा, श्री भागिरथी भट्टराई ज्ञवाली तथा आयोगका तत्कालिन सचिव श्री नविन राज सिंहले आफ्नो कार्यकालमा आयोगको संस्थागत विकास, नियामकीय संरचनाको सुदृढीकरण तथा नेपालको विद्युत क्षेत्रलाई व्यवस्थित, पारदर्शी र उपभोक्तामैत्री बनाउने दिशामा महत्त्वपूर्ण योगदान पुऱ्याउनु भएको थियो। सो अवधिमा आयोगको नियामकीय क्षमता अभिवृद्धि, आवश्यक नियामकीय उपकरणको विकास तथा विद्युत क्षेत्रका समसामयिक विषयमा नीतिगत एवं नियामकीय पहलहरू अघि बढाइएका थिए। पदावधि समाप्त भए तापनि आयोगको संस्थागत विकास र विद्युत नियमनको क्षेत्रमा उहाँहरूले पुऱ्याउनु भएको योगदान आयोगको नियामकीय यात्राको महत्त्वपूर्ण हिस्सा रहेको छ। आयोग उहाँहरूको योगदानप्रति हार्दिक सम्मान तथा कृतज्ञता व्यक्त गर्दछ। वर्तमान आयोगले यसअघि कायम गरिएका संस्थागत आधार, नियामकीय उपलब्धि तथा असल अभ्यासलाई आत्मसात् गर्दै संस्थागत निरन्तरता र ज्ञानको हस्तान्तरणलाई कायम राखी थप प्रभावकारी, स्वतन्त्र, उत्तरदायी र परिणाममुखी नियमनतर्फ आयोगलाई अघि बढाउने प्रतिबद्धता व्यक्त गर्दछ।

यस अलावा विगतका वर्षमा आयोग नीतिगत तथा संस्थागत दुवै आयाममा ठोस परिणाम दिने स्पष्ट दिशातर्फ अघि बढेको छ। South Asia Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR) को सदस्यता मार्फत आयोगले अन्तर्राष्ट्रिय नियामक मञ्चमा आफ्नो उपस्थिति स्थापित गर्न सफल भएको छ। अर्कोतर्फ आयोगद्वारा

विद्युत् क्षेत्रका अनुमतिपत्र प्राप्त संस्थाहरूको व्यवस्थित र उत्तरदायी नियमनका लागि आवश्यक नियामकीय आधार समेत निर्माण गरिएको छ। विद्युत् प्रसारण तथा वितरण प्रणालीमा खुला पहुँच सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२ जारी गरी आयोगले प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत् बजारतर्फको मार्ग प्रशस्त गर्ने बाटो खुलाएको छ। यसैसँग सम्बन्धित थप सातवटा नियामकीय उपकरणसहित दशभन्दा बढी नियामकीय उपकरणहरू अन्तिम रूप दिने चरणमा पुगिसकेका छन्। त्यसैगरी आयोगको निर्णय प्रक्रियालाई विधिसम्मत, पारदर्शी र सहभागितामूलक बनाउन विभिन्न समिति तथा उपसमितिहरू गठन गरी सरोकारवालाको सहभागिता सुनिश्चित गरिएको छ। संस्थागत सुदृढीकरणतर्फ आयोगका आफ्नै स्थायी कर्मचारी नियुक्त गरिएको छ। अब आयोगकै सेवाका स्थायी कर्मचारीको समेत व्यवस्था भैसकेकोले काजमा कर्मचारी ल्याएर कार्यसञ्चालन गर्नुपर्ने अवस्थाको पनि लगभग अन्त्य भइसकेको छ।

त्यस्तै, Document Management System (DMS) को कार्यान्वयनमार्फत आयोगको काम कारबाहीलाई आयोगको इतिहासमै पहिलो पटक Digitalization गर्ने कार्य गरिएको छ। यसले आयोगको सम्पूर्ण काम कारबाही, निर्णय तथा अभिलेख व्यवस्थापनलाई छिटो छरितो, व्यवस्थित र प्रविधिमैत्री बनाएको छ। यही अवधिमा लामो समयसम्म अन्योल र अनिर्णित अवस्थामा रहेको विवादित डेडिकेटेड फिडर र ट्रङ्कलाइनको बक्यौता विद्युत् महसुल विवादउपर आयोगले मुद्दाको रोहबाट न्यायिक फैसला गरी विवादको निरुपण गर्ने काम सम्पन्न गरेको छ। आयोगको अर्धन्यायिक भूमिकाको प्रभावकारिता स्थापित गर्दै आयोगले स्थापना पश्चात पहिलो पटक विद्युत् सम्बन्धी दुई महत्त्वपूर्ण विवादमा आफ्नो निर्णय प्रदान गरेको छ भने प्रदेशगत उपभोक्ता संरक्षण कार्यक्रममार्फत सेवा प्रवाहको उत्तरदायित्वलाई प्रादेशिक तहसम्म विस्तार गरिएको छ। यसले समग्रमा आयोगलाई कार्यान्वयनमुखी, परिणाममुखी र विश्वसनीय नियामक संस्थाको रूपमा स्थापित गर्न सफल भएको छ।

आयोगको भावी कार्यदिशा

आयोगले आर्थिक वर्ष २०८३/८४ का लागि स्वीकृत वार्षिक योजना तथा कार्यक्रमलाई प्रभावकारी रूपमा कार्यान्वयार्थ आयोगको कार्यक्षेत्र, विद्यमान नियामकीय आवश्यकता, विद्युत क्षेत्रको परिवर्तित संरचना तथा आगामी दिनमा आयोगले निर्वाह गर्नुपर्ने भूमिकालाई आधार बनाई आफ्नो कार्यसम्पादनलाई तीन प्रमुख कार्यक्षेत्रमा वर्गीकरण गरेको छ। उक्त कार्य विभाजनले आयोगका नियामकीय कार्यहरूलाई विषयगत रूपमा स्पष्ट जिम्मेवारीका साथ अघि बढाउनुका साथै आपसमा अन्तरसम्बन्धित विषयमा सम्बन्धित सदस्य तथा शाखाबीच समन्वय र संयुक्त कार्यसम्पादनको आधार समेत सुनिश्चित गर्नेछ। यसै सन्दर्भमा नेपाल सरकारले जारी गरेको 'ऊर्जा खपत वृद्धि तथा निर्यात रणनीति, २०८३', आर्थिक वर्ष २०८३/८४ को नीति तथा कार्यक्रम, शासकीय सुधारसम्बन्धी नीति तथा ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयबाट प्राप्त नीतिगत मार्गदर्शनलाई आधारका रूपमा आयोगले ग्रहण गरेको छ। आयोगले आगामी कार्यदिशालाई विद्युत क्षेत्रको बदलिँदो आवश्यकता, विगतका नियामकीय उपलब्धि तथा आगामी चुनौतीसँग समायोजन गर्दै कार्यान्वयनमुखी बनाउने प्रयास गरेको छ। आर्थिक वर्ष २०८३/८४ मा आयोगले आफ्ना कार्यक्रम तथा क्रियाकलापलाई मुख्यतः तीन रणनीतिक प्राथमिकतामा केन्द्रित गरेको छ।

१) **आयोगको संस्थागत सुदृढीकरण तथा सबलीकरण** : सक्षम र व्यावसायिक जनशक्ति विकास, डिजिटल नियामकीय प्रणालीको विस्तार, अनुसन्धान तथा तथ्यमा आधारित निर्णय प्रक्रियाको संस्थागत विकास, कार्यसम्पादन व्यवस्थापनको सुदृढीकरण तथा आन्तरिक कार्यप्रणालीको आधुनिकीकरणमार्फत आयोगलाई प्रभावकारी, उत्तरदायी र आधुनिक नियामक संस्थाका रूपमा थप सुदृढ गरिनेछ।

२) **नियामकीय व्यवस्थाको विस्तार तथा सबलीकरण** : खुला पहुँचको प्रभावकारी कार्यान्वयन, प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत बजारका लागि आवश्यक नियामकीय पूर्वाधारको विकास, बहुवर्षीय महसुल निर्धारण तथा कार्यसम्पादनमा आधारित नियमनको सुदृढीकरण, विद्युत सेवाको गुणस्तर तथा उपभोक्ता हित संरक्षण, ऊर्जा भण्डारण, विद्युत व्यापार तथा विकसित हुँदै गरेका नयाँ प्रविधिसँग सम्बन्धित आवश्यक नियामकीय व्यवस्था निर्माण तथा

कार्यान्वयनलाई प्राथमिकता दिइनेछ । नियमनलाई समयानुकूल बनाउँदै लैजाने क्रममा सरोकारवालाको सहभागिता, पारदर्शिता तथा प्रमाणमा आधारित निर्णय प्रक्रियालाई विशेष महत्त्व दिइनेछ ।

३) **नेपालको विद्युत क्षेत्रको पुनःसंरचनाका लागि नियामकीय सहजीकरण** : उत्पादन, प्रसारण तथा वितरण व्यवसायको संरचनागत पुनर्संरचनालाई स्पष्ट नियामकीय सिद्धान्त, मापदण्ड तथा संस्थागत संयन्त्रमार्फत व्यवस्थित र पारदर्शी बनाउन आयोगले आफ्नो क्षेत्राधिकारभित्र आवश्यक सहजीकरण गर्नेछ। यस्तो संरचनात्मक सुधारले विद्युत क्षेत्रमा प्रतिस्पर्धा प्रवर्द्धन गर्नुका साथै लगानीका अवसर विस्तार, सेवा प्रवाहमा जवाफदेहिता तथा दीर्घकालीन रूपमा सन्तुलित र दिगो विद्युत बजारको विकासमा योगदान पुर्‍याउने अपेक्षा गरिएको छ।

यसका अतिरिक्त मिति २०८३ भाद्र १० गते रसुवाको भोटेकोशी र त्रिशुली नदि क्षेत्रमा आएको विनाशकारी बाढी तथा यसबाट भएको जनधन र विद्युत पूर्वाधारको क्षतिले प्राकृतिक विपद्का कारण विद्युत क्षेत्रले व्यहोर्नुपर्ने जोखिमलाई थप गम्भीर रूपमा उजागर गरेको छ । विपद्का यस्ता घटनाले विद्युत उत्पादन, प्रसारण तथा वितरण संरचनामा प्रत्यक्ष प्रभाव पार्नुका साथै विद्युत आपूर्ति र सेवाको निरन्तरतामा समेत चुनौती सिर्जना गर्दछ। यसबाट प्रभावित परिवार, समुदाय तथा विद्युत क्षेत्रसँग प्रत्यक्ष रूपमा जोडिएका व्यक्तिहरूप्रति आयोग हार्दिक सहानुभूति व्यक्त गर्दछ। यस्ता घटनाबाट प्राप्त अनुभवलाई आगामी नियामकीय तथा नीतिगत सुधारमा समेट्दै विद्युत पूर्वाधारको विपद् प्रतिरोधात्मक क्षमता तथा resilience अभिवृद्धि गर्नु आयोगको महत्त्वपूर्ण प्राथमिकताका रूपमा अघि आएको छ। यसै सन्दर्भमा दक्षिण एसियाली नियामकहरूको साझा मञ्च South Asia Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR) को सहकार्यमा नेपालकै नेतृत्वमा विद्युत क्षेत्रको disaster resilience सम्बन्धी प्राविधिक कार्यसमिति गठन गर्ने गरी क्षेत्रीय अनुभव, प्राविधिक ज्ञान तथा नियामकीय अभ्यासको आदानप्रदानलाई संस्थागत गर्ने प्रस्ताव अघि बढाइएको छ। उक्त प्रस्ताव हाल विचाराधीन रहेको भएता पनि यस पहलमार्फत प्राकृतिक विपद् तथा जलवायुजन्य जोखिमको पूर्वानुमान, न्यूनीकरण तथा विद्युत प्रणालीको उत्थानशीलता अभिवृद्धिका लागि क्षेत्रीय सहकार्यलाई थप प्रभावकारी बनाउने आयोगको अपेक्षा रहेको छ।

नेपालको उत्पादन सम्मत हुने गरी विद्युत् खपत वृद्धि गर्नु, ऊर्जा सुरक्षा कायम हुने गरी विद्युत् आयोजनाहरुको निर्माणलाई प्रोत्साहन गर्नु, आन्तरिक विद्युत बजारको विकास गर्नु, आन्तरिक र बाह्य बजार दुवैमा विद्युत विक्री गर्दा नेपाली उपभोक्ताको हितमा प्रतिकुल असर पर्न नदिनु, आदि जस्ता जिम्मेवारीहरु आयोगको स्थापनाकाल देखि नै टड्कारो थिए र छन्। विद्युत्तर्फ नेपाल सरकारले जारी गरेको ऊर्जा विकास मार्गचित्र, २०८१ तथा समय समयमा जारी गरिएका नितिहरुका तत्वहरुलाई आत्मसात् गर्दै अनि सेवा प्रवाहतर्फ नेपाल सरकारबाट निर्दिष्ट शासकीय सुधारका १०० बुँदे कार्यसूचीलाई साकार रुप दिन, नेपाल सरकारबाट निर्दिष्ट कार्यप्रकृया पुनर्संरचना (Business Process Re-engineering) कार्यान्वयनसम्बन्धी मार्गदर्शन, २०८३ लाई अक्षरशः परिपालन गरी सेवाग्राहीले महसुस गर्ने गरी सुशासनका मुलभूत मूल्य र मान्यतालाई मूर्त रुप दिन, आयोगको आन्तरिक सबलीकरणका साथै सेवा प्रदायकको वित्तीय सशक्तता सुनिश्चित गर्न, लगानीकर्ताको लगानी सुरक्षा गर्न र उपभोक्ताको हक हित रक्षा गर्ने ध्येयले आयोगका अब तर्जुमा गर्न बाँकी रहेका सम्पूर्ण नियामकीय उपकरणहरुको विकास तथा नियामकिय सहजीकरण गर्न विद्युत् नियमन आयोग हमेशा कृयाशील रहने प्रतिवद्धता व्यक्त गर्दछु।

....

डा. राम प्रसाद धिताल

अध्यक्ष

sfo{sf/L ;f/f+z

विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ बमोजिम स्थापित विद्युत नियमन आयोगले नेपालको विद्युत क्षेत्रको दिगो, प्रतिस्पर्धात्मक तथा उपभोक्तामैत्री विकासका लागि स्वतन्त्र, पूर्वानुमानयोग्य, उत्तरदायी र पारदर्शी नियमन गर्दै आएको छ। आयोगले विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण तथा व्यापारलाई व्यवस्थित र पारदर्शी बनाउने, माग र आपूर्तिबीच सन्तुलन कायम गर्ने, विद्युत महसुल नियमन गर्ने, उपभोक्ताको हकहित संरक्षण गर्ने, विद्युत बजारमा प्रतिस्पर्धा प्रवर्द्धन गर्ने तथा विद्युत सेवालाई भरपर्दो, सर्वसुलभ, गुणस्तरीय र सुरक्षित बनाउने आफ्नो कानूनी दायित्व निर्वाह गर्दै आएको छ। आर्थिक वर्ष २०८२/८३ मा आयोगले नियामकीय सुधार तथा संस्थागत सुदृढीकरणलाई प्राथमिकता दिँदै विद्युत प्रसारण तथा वितरण प्रणालीमा खुला पहुँचसम्बन्धी निर्देशिका, २०८२, जलाशययुक्त विद्युत केन्द्रको विद्युत खरिद बिक्री सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२ तथा उपभोक्ता विद्युत महसुल निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिकाको पुनरावलोकन तथा संशोधन लगायतका महत्त्वपूर्ण नियामकीय सुधार अघि बढाएको छ। उपभोक्ता महसुल नियमनतर्फ आयोगले विद्यमान व्यवस्थालाई थप व्यवस्थित र पूर्वानुमानयोग्य बनाउने उद्देश्यले बहुवर्षीय महसुल निर्धारण, वार्षिक पुनरावलोकन तथा लागतमा आधारित महसुल निर्धारणसम्बन्धी पद्धतिको विकासतर्फ कार्य अघि बढाएको छ। साथै, लामो समयदेखि विचाराधीन रहेका डेडिकेटेड तथा ट्रङ्क लाइनसम्बन्धी विद्युत महसुल विवादहरूको निरूपण गरी आयोगले आफ्नो नियामकीय तथा विवाद समाधानसम्बन्धी भूमिकालाई थप प्रभावकारी बनाएको छ।

आयोगले संस्थागत सुशासन, प्रमाणमा आधारित नियमन तथा संस्थागत क्षमता अभिवृद्धिलाई समेत प्राथमिकता दिएको छ। संस्थागत सुशासनसम्बन्धी मापदण्ड, २०८२ को मस्यौदा तयार गरी सार्वजनिक परामर्शका लागि जारी गर्नु, विभिन्न नियामकीय तथा नीतिगत विषयमा अध्ययन तथा अनुसन्धान अघि बढाउनु, Document Management System (DMS) को विकास तथा क्षमता अभिवृद्धि गर्नु, कर्मचारी पदपूर्ति गर्नु तथा प्रदेशस्तरमा उपभोक्ता सचेतना कार्यक्रम प्रारम्भ गर्नु यस अवधिका उल्लेखनीय कार्यहरू हुन। समग्रमा, आर्थिक वर्ष २०८२/८३ आयोगको नियामकीय विकास यात्रामा विद्यमान संरचनालाई सुदृढ गर्दै विद्युत क्षेत्रलाई क्रमशः प्रतिस्पर्धात्मक, पारदर्शी, उत्तरदायी तथा बजारोन्मुख बनाउने दिशामा महत्त्वपूर्ण प्रगति भएको वर्षका रूपमा रहेको छ। आयोगले आ.व. २०८२/८३ मा देहायबमोजिमका विभिन्न आवश्यक विनियमावली, निर्देशिका, संहिता, अध्ययन तथा छलफल पत्र तथा कार्यविधि लगायतका उपकरणहरु तर्जुमा गरी लागु गरिसकेको छ।

विनियमावली/निर्देशिका	▪ विवाद समाधान सम्बन्धी विनियमावली, २०८२ ▪ विद्युत प्रसारण तथा वितरण प्रणालीमा खुला पहुँच सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२ ▪ जलाशययुक्त विद्युत केन्द्रको विद्युत खरिद बिक्रि दर सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२ ▪ अनुमति प्राप्त संस्थाको संस्थागत सुशासन सम्बन्धी मापदण्ड, २०८२ (मस्यौदा) ▪ उपभोक्ता विद्युत महसुल दर निर्धारण सम्बन्धी निर्देशिका, २०८३

अध्ययन, छलफल तथा अवधारणा पत्र	▪ Report on Long Run Marginal Cost Estimation and Tariff Design For Nepal's Evolving Power Sector ▪ विद्युत उपभोक्ता महसुल सम्बन्धी छलफल पत्र ▪ जलाशययुक्त जलविद्युत आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री सम्बन्धी अवधारणा पत्र ▪ विद्युत प्रणालीमा खुल्ला पहुँच सम्बन्धी छलफल पत्र ▪ Hydropower Operational Cost Benchmarking (अध्ययन चरण) ▪ Hydropower Generation Cost Benchmarking (अध्ययन चरण)

१. परिचयः विद्युत नियमन आयोग

नेपालले ऊर्जा क्षेत्रमा तीव्र रूपान्तरणको चरण पार गरिरहेको वर्तमान सन्दर्भमा विद्युत क्षेत्र आर्थिक समृद्धि, औद्योगिकीकरण, हरित विकास तथा ऊर्जा सुरक्षाको प्रमुख आधारका रूपमा स्थापित हुँदै गएको छ। जलविद्युत उत्पादनमा भएको उल्लेखनीय वृद्धि, प्रसारण तथा वितरण प्रणालीको क्रमिक विस्तार, सीमापार विद्युत व्यापारको बढ्दो सम्भावना, निजी क्षेत्रको सक्रिय सहभागिता तथा स्वच्छ ऊर्जाप्रतिको राष्ट्रिय प्रतिबद्धताले विद्युत क्षेत्रलाई नयाँ अवसर र चुनौती दुवै प्रदान गरेको छ। यस्ता परिवर्तनशील परिवेशमा विद्युत क्षेत्रको सन्तुलित, पारदर्शी, प्रतिस्पर्धी तथा उत्तरदायी विकास सुनिश्चित गर्न प्रभावकारी नियमन अपरिहार्य रहन्छ। विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ बमोजिम स्थापित विद्युत नियमन आयोग नेपालको विद्युत क्षेत्रको स्वतन्त्र, स्वायत्त तथा विशिष्टीकृत नियामकीय निकायका रूपमा कार्यरत रहेको छ। आयोगले उपभोक्ताको अधिकार संरक्षण, गुणस्तरीय तथा भरपर्दो विद्युत सेवाको सुनिश्चितता, प्रतिस्पर्धाको प्रवर्द्धन, लगानीमैत्री नियामकीय वातावरणको निर्माण तथा विद्युत क्षेत्रका सबै सरोकारवालाबीच सन्तुलित हित कायम गर्ने उद्देश्यका साथ आफ्नो संवैधानिक तथा कानूनी दायित्व निर्वाह गर्दै आइरहेको छ।

आयोगको संस्थागत विकासको प्रारम्भिक चरणमा आवश्यक कानूनी तथा नियामकीय आधार निर्माणलाई प्राथमिकता दिइएको थियो भने हाल आयोग नियामकीय प्रणालीको सुदृढीकरण, कार्यान्वयनको प्रभावकारिता, संस्थागत सुशासन, बजारोन्मुख सुधार तथा अन्तर्राष्ट्रिय असल अभ्यास अनुरूप नियामकीय प्रणालीको आधुनिकीकरणतर्फ अग्रसर रहेको छ। यस अवधिमा आयोगले नियमनलाई थप पूर्वानुमानयोग्य, पारदर्शी, प्रमाणमा आधारित तथा उत्तरदायी बनाउने उद्देश्यले विभिन्न नियामकीय सुधार तथा संस्थागत पहलहरू अघि बढाएको छ। आर्थिक वर्ष २०८२/८३ आयोगका लागि संस्थागत निरन्तरता, नेतृत्वको पुनर्संरचना तथा नियामकीय सुदृढीकरणको दृष्टिले महत्त्वपूर्ण वर्षका रूपमा रहेको छ। आयोगको पहिलो कार्यकालमा विद्युत नियमनको आधारभूत संस्थागत तथा नियामकीय संरचना निर्माण भई आवश्यक कानूनी एवं नीतिगत जग स्थापित भएको थियो। त्यसपश्चातको अवधिमा आयोगले नियामकीय प्रणालीको प्रभावकारी कार्यान्वयन, संस्थागत परिपक्वता तथा सुधारमुखी पहलहरूलाई निरन्तरता दिएको छ। यसै अवधिमा विभिन्न कानूनी तथा प्रशासनिक प्रक्रियाका कारण आयोगको नेतृत्व संरचनामा परिवर्तन भए तापनि आयोगको नियामकीय कार्यसम्पादन र संस्थागत दायित्वमा कुनै अवरोध आउन नदिई कार्यसम्पादनलाई निरन्तरता प्रदान गरिएको छ।

त्यसैगरी नेपाल सरकार (मन्त्रिपरिषद्) को बैठकको मिति २०८३ श्रावण ६ गतेको निर्णयबमोजिम आयोगको

अध्यक्षमा डा. राम प्रसाद धिताल तथा सदस्यहरूमा श्री जयराज भण्डारी, श्री लोकराज पाठक र श्री बलराम सिलवाल नियुक्त भई आयोग हाल एक अध्यक्ष र तीन सदस्यसहित क्रियाशील रहेको छ। महिला सदस्यको एक पद हाल रिक्त रहेको अवस्था छ। वर्तमान नेतृत्वले विद्युत क्षेत्रको नियमनलाई थप उत्तरदायी, पारदर्शी, पूर्वानुमानयोग्य तथा अन्तर्राष्ट्रिय असल अभ्यास अनुरूप विकास गर्ने प्रतिबद्धताका साथ आयोगका कार्यहरूलाई थप प्रभावकारी रूपमा अगाडि बढाइरहेको छ।

यस वार्षिक प्रतिवेदनमा आर्थिक वर्ष २०८२/८३ अवधिमा आयोगबाट सम्पादन भएका प्रमुख नीतिगत, कानूनी, नियामकीय, प्रशासनिक तथा संस्थागत गतिविधिहरू, प्राप्त उपलब्धिहरू, सामना गरिएका चुनौतीहरू तथा आगामी कार्यदिशाको समग्र विवरण समेटिएको छ। प्रतिवेदनले आयोगको कार्यसम्पादनप्रति सार्वजनिक उत्तरदायित्व अभिवृद्धि गर्नुका साथै नेपालको विद्युत क्षेत्रको सुशासन, पारदर्शिता र दिगो विकासप्रति आयोगको प्रतिबद्धतालाई समेत प्रतिबिम्बित गर्दछ।

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

कार्यविधि

- विद्युत नियमन आयोगको बैठक सम्बन्धी कार्यविधि, २०७६ (खारेज)
- विद्युत नियमन आयोगको बैठक सम्बन्धी कार्यविधि, २०८२

विनियम

- विद्युत खरिद बिक्री तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्त सम्बन्धी विनियमावली, २०७६
- विद्युत नियमन आयोग आर्थिक प्रशासन विनियमावली, २०८१
- विद्युत नियमन आयोग कर्मचारी प्रशासन विनियमावली, २०८१
- विद्युत नियमन आयोग विवाद समाधान सम्बन्धी विनियमवाली, २०८२

निर्देशिका

- विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६ (खारेज)
- विद्युत नियमन आयोग सार्वजनिक सुनुवाई सञ्चालन निर्देशिका, २०७६
- विद्युत नियमन आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति आपसमा गाभिन, आपसमा मिल्न, शेयर खरिद, संरचनाको खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण, प्राप्ति वा ग्रहण सम्बन्धी निर्देशिका, २०७७
- विद्युत सम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमन सम्बन्धी निर्देशिका, २०७८
- विद्युत उपभोक्ता हित संरक्षण सम्बन्धी निर्देशिका, २०८०

- विद्युत प्रसारण तथा वितरण प्रणालीमा खुल्ला पहुँचसम्बन्धी निर्देशिका, २०८२
- जलाशययुक्त जलविद्युत केन्द्रको विद्युत खरिद बिक्री सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२
- विद्युत उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०८३

संहिता तथा मापदण्ड

- नेपाल विद्युत ग्रिड कोड संहिता, २०८०
- Key Performance Indicators Manual for Monitoring the Performance of Electric Utilities, 2023

अन्य

- आयोगको पाँच (५) वर्षे कार्यदिशा (२०७६-२०८१)
- आयोगको पञ्चवर्षीय मार्गचित्र (२०८१-२०८६)

१.१. आयोगको कार्यक्षेत्र

विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ बमोजिम आयोगले नेपालको विद्युत क्षेत्रको उत्पादन, प्रसारण, वितरण तथा व्यापारलाई व्यवस्थित, सुरक्षित, प्रतिस्पर्धात्मक, पारदर्शी र उपभोक्तामैत्री बनाउन देहायका प्रमुख नियामकीय कार्यहरू सम्पादन गर्दछ ।

- **प्राविधिक नियमन:** ग्रिड तथा वितरण संहिता तर्जुमा र कार्यान्वयन, विद्युत प्रणालीको गुणस्तर तथा सुरक्षा मापदण्ड निर्धारण, सञ्चालन तथा मर्मतसम्भारको स्तर निर्धारण र प्रणाली सञ्चालकको दायित्व तथा कार्यसम्पादनको अनुगमन ।
- **महसुल तथा विद्युत खरिद बिक्री नियमन:** विद्युत महसुल तथा प्रसारण र वितरण दस्तुर निर्धारण, विद्युत खरिद बिक्रीका दर तथा प्रक्रिया निर्धारण, विद्युत खरिद सम्झौतामा सहमति तथा विद्युत दरलाई लागतप्रभावी बनाउने उपायको नियमन ।
- **प्रतिस्पर्धा तथा उपभोक्ता हित संरक्षण:** विद्युत बजारमा प्रतिस्पर्धा प्रवर्द्धन, एकाधिकार नियन्त्रण, थोक विद्युत बजार तथा खुला पहुँचसम्बन्धी व्यवस्था, विद्युत व्यापारको नियमन तथा उपभोक्ताको हकहित संरक्षण ।
- **संस्थागत सुशासन तथा क्षमता अभिवृद्धि:** अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको कार्यसम्पादन मूल्याङ्कन, आन्तरिक नियन्त्रण, लेखा तथा लेखापरीक्षण प्रणालीका मापदण्ड निर्धारण, आचारसंहिता तथा संस्थागत सुशासनसम्बन्धी व्यवस्था र आवश्यक निर्देशन ।
- **नीतिगत सुझाव तथा सिफारिस:** विद्युत क्षेत्रको विकास, सुधार तथा प्रभावकारी नियमनका लागि नेपाल सरकारलाई आवश्यक नीतिगत सुझाव तथा सिफारिस प्रदान ।
- **अनुगमन, निरीक्षण तथा नियामकीय कार्यान्वयन:** अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले प्रचलित कानून, नियामकीय

उपकरण तथा अनुमतिपत्रका शर्त पालना गरे नगरेको सम्बन्धमा जाँचबुझ, निरीक्षण तथा अनुगमन गरी आवश्यक निर्देशन वा कारबाही गर्ने ।

- **विवाद समाधानः** अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिहरूबीच तथा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको निर्णय वा कार्यबाट उत्पन्न विद्युतसम्बन्धी विवाद तथा क्षतिपूर्तिसम्बन्धी दाबीको निरूपण गर्ने ।

१.२. आयोगको सङ्गठनात्मक संरचना

आयोगद्वारा अनुसूची १ मा उल्लेख गरिए बमोजिम सङ्गठनात्मक संरचना लागू गरिएको छ। आयोगमा हाल देहाय बमोजिमका पदाधिकारी रहेका छन् :

क्र.सं.	नाम	पद	नियुक्ती/पदस्थापन मिति
१.	डा. राम प्रसाद धिताल	अध्यक्ष	२०८३ श्रावण ०६
२.	श्री जयराज भण्डारी	सदस्य	२०८३ श्रावण ०६
३.	श्री लोकराज पाठक	सदस्य	२०८३ श्रावण ०६
४.	श्री बलराम सिलवाल	सदस्य	२०८३ श्रावण ०६

ऐनले दफा ५ आयोगको गठन बमोजिम एक अध्यक्षका अतिरिक्त चार सदस्य निर्दिष्ट गरेको छ। विद्युत नियमन आयोग कर्मचारी प्रशासन सम्बन्धी विनियमावली, २०८१ बमोजिम आयोगमा तत्कालको लागि अनुसूची १ बमोजिमको सङ्गठनात्मक संरचना रहेको छ।

१.३. आयोगमा कार्यरत कर्मचारीहरूको विवरण

आयोगको कर्मचारीको नियुक्ति, काम, कर्तव्य, अधिकार, योग्यता, पारिश्रमिक, सुविधा तथा सेवाको शर्तसहितको विद्युत नियमन आयोग कर्मचारी प्रशासन सम्बन्धी विनियमावली, २०८१ जारी गरिएको छ। यस विनियमावलीबमोजिम लोकसेवा आयोग मार्फत देहायबमोजिम कर्मचारीहरुको नियूक्ति गरिएको छ।

तालिका १ आयोगमा कार्यरत कर्मचारीहरुको विवरण

क्र.स.	कर्मचारीको पद	संख्या	कैफियत
१.	सचिव	१	नेपाल सरकार, ऊर्जा जलश्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयबाट काज
२.	निर्देशक	२	रिक्त
३.	सहनिर्देशक	२	
४	उपनिर्देशक	२	रिक्त
५.	लेखा अधिकृत	१	नेपाल सरकार, म.ले.नि.का.
६.	कानून अधिकृत	१	
७.	प्रशासकीय अधिकृत	१	रिक्त

८.	इन्जिनियर	३	
९.	हाइड्रोलोजिष्ट	१	
१०.	वित्त अधिकृत	१	
११.	सूचना प्रविधि अधिकृत	१	
१२.	जियोलोजिष्ट	१	
१३.	वातावरणविद्	१	
१४.	सहायक प्रशासकीय अधिकृत	१	
१५.	लेखापाल	१	नेपाल सरकार म.ले.नि.का. काज
१६.	वरिष्ठ सहायक	१	
१७.	कम्प्युटर अपरेटर	६	
१८.	हलुका सवारी चालक	६	
१९.	कार्यालय सहयोगी	६	
	जम्मा	३९	
	हाल कार्यरत कर्मचारी	३४	

तालिका २ आयोगमा नेपाल सरकारबाट काजमा खटिइ कार्यरत कर्मचारीहरुको विवरण

क्र.स.	कर्मचारीको पद	संख्या	कैफियत
१.	सचिव	१	नेपाल सरकार, ऊर्जा जलश्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय
२.	सि.डि.इ.	१	नेपाल सरकार, ऊर्जा जलश्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय
३.	लेखा अधिकृत	१	नेपाल सरकार, म.ले.नि.का. काज
४.	लेखापाल	१	नेपाल सरकार म.ले.नि.का. काज
५.	नायब सुब्बा	१	नेपाल सरकारबाट काज
६.	खरिदार	१	नेपाल सरकारबाट काज
	जम्मा	६	

१.४. आयोगको पछिल्लो आर्थिक वर्षको मूल्याङ्कन

क) जलाशययुक्त विद्युत उत्पादन केन्द्रको विद्युत खरिद बिक्रीसम्बन्धी निर्देशिका, २०८२

नेपालको विद्युत प्रणालीमा जलाशययुक्त जलविद्युत आयोजनाको योगदान, प्रणाली सन्तुलन तथा दीर्घकालीन ऊर्जा आपूर्तिको आवश्यकतालाई दृष्टिगत गर्दै आयोगले जलाशययुक्त जलविद्युत आयोजनाबाट उत्पादित विद्युतको खरिद बिक्रीलाई व्यवस्थित गर्न आवश्यक नियामकीय व्यवस्था अघि बढाएको छ। यस क्रममा आयोगले प्रत्यक्ष सरोकारवालाहरूसँग छलफल गर्नुका साथै सार्वजनिक रूपमा राय, सुझाव तथा प्रतिक्रिया माग गरी प्राप्त

सुझावहरूको अध्ययन तथा विश्लेषण गरेको थियो । सो प्रक्रियाबाट प्राप्त सुझावलाई समुचित रूपमा सम्बोधन गर्दै आयोगले जलाशययुक्त विद्युत उत्पादन केन्द्रको विद्युत खरिद बिक्रीसम्बन्धी निर्देशिका, २०८२ जारी गरेको छ। यसबाट जलाशययुक्त आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्रीका सम्बन्धमा नियामकीय स्पष्टता कायम गर्न र त्यस्ता आयोजनामा लगानी तथा विद्युत प्रणालीको दीर्घकालीन व्यवस्थापनका लागि आवश्यक आधार निर्माण गरेको छ।

ख) विद्युत प्रसारण तथा वितरण प्रणालीमा खुला पहुँचसम्बन्धी निर्देशिका, २०८२

नेपालको विद्युत क्षेत्रमा प्रतिस्पर्धा अभिवृद्धि, विद्युत पूर्वाधारको प्रभावकारी उपयोग, निजी क्षेत्रको सहभागिता प्रवर्द्धन तथा उपभोक्तालाई आफ्नो आवश्यकता तथा रोजाइ अनुसार सेवा प्रदायक छनोट गर्न सक्ने वातावरण निर्माण गर्ने उद्देश्यले आयोगले विद्युत प्रसारण तथा वितरण प्रणालीमा खुला पहुँच सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२ जारी गरेको छ। उक्त निर्देशिकामा खुला पहुँच प्रयोगकर्ताको योग्यता, निवेदन पेश तथा स्वीकृत गर्ने निकाय, खुला पहुँच सुविधा प्राप्तिको प्राथमिकता, दस्तुरको संरचना तथा सम्बन्धित प्रक्रियागत विषयहरू समेटिएका छन । यस व्यवस्थाले नेपालको विद्युत बजारलाई क्रमशः थप प्रतिस्पर्धात्मक तथा उपभोक्तामैत्री बनाउन आवश्यक नियामकीय आधार तयार गरेको छ । खुला पहुँचसम्बन्धी व्यवस्थाको प्रभावकारी कार्यान्वयनका लागि आवश्यक सहायक नियामकीय उपकरणहरूको विकासलाई समेत आयोगले अगाडि बढाएको छ । यस क्रममा खुला पहुँचसम्बन्धी गुनासो समाधान, ब्यालेन्सिङ तथा सेटलमेन्टसम्बन्धी निर्देशिका लगायतका मस्यौदा तयार गरी सरोकारवालाको सुझाव तथा प्रतिक्रिया प्राप्त गर्ने प्रक्रियामा रहेका छन् ।

ग) प्रचलित नियामकीय उपकरणहरूको पुनरावलोकन तथा समयानुकूल परिमार्जन

विद्युत क्षेत्रको संरचना, प्रविधि, लगानीको स्वरूप तथा बजारगत आवश्यकता परिवर्तनशील रहेको सन्दर्भमा प्रभावकारी नियमनका लागि विद्यमान नियामकीय व्यवस्थाको नियमित पुनरावलोकन आवश्यक हुन्छ। यसै क्रममा आयोगले हाल कार्यान्वयनमा रहेका विभिन्न नियामकीय उपकरणहरूको प्रभावकारिता, कार्यान्वयनका क्रममा देखिएका व्यावहारिक समस्या तथा सुधार गर्नुपर्ने विषयहरूको पुनरावलोकन तथा समयानुकूल परिमार्जनका लागि अध्ययन अघि बढाएको छ । यस क्रममा देहायका प्रमुख नियामकीय उपकरणहरू संशोधन तथा परिमार्जनको प्रक्रियामा रहेका छन्ः

- उपभोक्ता विद्युत महसुल निर्धारण सम्बन्धी निर्देशिका, २०७६
- विद्युत अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने शर्त सम्बन्धी विनियमावली, २०७६
- विद्युत कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनको पूर्वस्वीकृति सम्बन्धी निर्देशिका, २०७८

यस प्रकारको आवधिक पुनरावलोकनले नियामकीय व्यवस्थालाई कार्यान्वयनबाट प्राप्त अनुभव, सरोकारवालाको आवश्यकता तथा विद्युत क्षेत्रका नयाँ विकाससँग समायोजन गर्न सहयोग पुऱ्याएको छ।

घ) संस्थागत सुशासनसम्बन्धी मापदण्डको तर्जुमा

विद्युत क्षेत्रमा अनुमतिपत्र प्राप्त संस्थाहरूको संस्थागत सुशासन, पारदर्शिता, उत्तरदायित्व तथा संस्थागत जवाफदेहिता अभिवृद्धि गर्ने उद्देश्यले आयोगले संस्थागत सुशासन सम्बन्धी मापदण्ड, २०८२ को मस्यौदा तयार गरी सार्वजनिक परामर्शका लागि जारी गरेको छ। मस्यौदामा अनुमतिपत्र प्राप्त संस्थाको संस्थागत सुशासन प्रणाली, सञ्चालकको

योग्यता, छनोट तथा भूमिका, आचारसंहिता, कर्मचारीको कर्तव्य तथा जिम्मेवारी, सेवा सुविधा, हितको द्वन्द्व व्यवस्थापन, गुनासो सुनुवाइ संयन्त्र तथा शेयरधनी, उपभोक्ता र अन्य सरोकारवालाको अधिकार संरक्षणलगायतका विषयहरू समेटिएका छन। सार्वजनिक परामर्शका क्रममा सरोकारवाला निकाय, विषयविज्ञ तथा सम्बन्धित पक्षबाट प्राप्त राय, सुझाव तथा प्रतिक्रियाको विश्लेषण गरी आवश्यक विषय समावेश गरेपश्चात् मापदण्डलाई अन्तिम रूप दिई कार्यान्वयनमा ल्याउने प्रक्रिया अघि बढाइनेछ। यसको प्रभावकारी कार्यान्वयनबाट विद्युत क्षेत्रका संस्थाहरूमा पारदर्शिता, नैतिक तथा व्यावसायिक आचरण, जोखिम व्यवस्थापन तथा उत्तरदायित्वमा आधारित संस्थागत संस्कृतिको विकास हुनुका साथै नियामकीय अनुपालन र सार्वजनिक विश्वास अभिवृद्धि हुने अपेक्षा गरिएको छ।

ङ) आयोगको संस्थागत क्षमता अभिवृद्धि तथा कर्मचारी पदपूर्ति

आयोगको नियामकीय जिम्मेवारी प्रभावकारी रूपमा सम्पादन गर्न आवश्यक जनशक्ति व्यवस्थापन तथा संस्थागत क्षमता अभिवृद्धिलाई आयोगले प्राथमिकतामा राखेको छ। यसै क्रममा नेपाल सरकारको ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय, अर्थ मन्त्रालय तथा लोक सेवा आयोगसँगको समन्वयमा विद्युत नियमन आयोगको कर्मचारी प्रशासनसम्बन्धी विनियमावली, २०८१ स्वीकृत भई कर्मचारी पदपूर्तिको आधार तयार भएको थियो। सोही आधारमा लोक सेवा आयोगको सहकार्यमा यस आयोगले मिति २०८२/०१/१२ मा विभिन्न पदमा तेह्र (१३) जना कर्मचारी पदपूर्तिका लागि प्रकाशित सूचना भएबमोजिम आर्थिक वर्ष २०८२/८३ मा उक्त पदहरूमा पदपूर्ति सम्पन्न भएको छ। स्थायी जनशक्तिको विकासले आयोगको संस्थागत स्मृति, प्रशासनिक निरन्तरता तथा नियामकीय क्षमता सुदृढ गर्न महत्त्वपूर्ण आधार तयार गरेको छ।

च) डिजिटल सेवा प्रवाह तथा अनलाइन डकुमेन्ट म्यानेजमेन्ट प्रणालीको क्षमता अभिवृद्धि

आयोगबाट प्रवाह हुने नियामकीय सेवा तथा कार्यसम्पादनलाई छिटो छरितो, पारदर्शी, अभिलेखयोग्य तथा सेवाग्राहीमैत्री बनाउने उद्देश्यले कार्यान्वयनमा ल्याइएको अनलाइन डकुमेन्ट म्यानेजमेन्ट सिस्टम (DMS) तथा आयोगको आधिकारिक वेबसाइटको क्षमता अभिवृद्धि तथा निरन्तर सुधार गर्ने कार्य जारी छ। आयोगले विद्युतीय भुक्तानी प्रणाली (Electronic Fund Transfer-EFT) लागू गरिसकेको छ। अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिहरूको शेयरको सार्वजनिक निष्काशन, विद्युत कम्पनीको शेयर संरचना परिवर्तन, विद्युत खरिद बिक्री सम्झौतामा सहमति तथा संशोधनलगायत आयोगबाट सम्पादन हुने विभिन्न नियामकीय कार्यलाई डिजिटल माध्यमबाट व्यवस्थित गर्ने क्रममा प्रणालीको कार्यक्षमता तथा प्रयोग सहजताका लागि थप सुदृढ गरिएको छ। यसबाट निवेदन तथा कागजातको व्यवस्थित अभिलेखीकरण, कार्यप्रवाहको अनुगमन तथा आयोगका सम्बन्धित शाखा र पदाधिकारीबीच समन्वयमा थप सहजता आएको छ।

छ) प्रमाणमा आधारित निर्णयका लागि अध्ययन तथा अनुसन्धान

आयोगबाट गरिने नियामकीय निर्णयलाई थप वस्तुनिष्ठ, परिपक्व तथा प्रमाणमा आधारित बनाउन आवश्यक तथ्य, विश्लेषण तथा प्राविधिक आधार निर्माण गर्ने उद्देश्यले आर्थिक वर्षमा विभिन्न अध्ययन तथा अनुसन्धान कार्यहरू अघि बढाइएका छन्। यस्ता अध्ययनले आयोगका भावी कार्यदिशा तथा नयाँ नियामकीय उपकरणको विकासका लागि आवश्यक आधार उपलब्ध गराउने अपेक्षा गरिएको छ। यस क्रममा देहायका प्रमुख अध्ययन तथा अनुसन्धान कार्यहरू अघि बढाइएका छन्ः

- Capital Expenditure Benchmarking of Hydropower Projects
- Operational Cost Benchmarking of Hydropower Projects
- Long Run Marginal Cost Study
- Discussion Paper for Determination of Power Purchase Rate of Storage Hydropower Plant
- Discussion Paper for Determination of Price for Pumped Storage Hydropower Plant
- उपभोक्ता सञ्चारसम्बन्धी रणनीति
- विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको ढाँचाको पुनरावलोकन सम्बन्धी अध्ययन
- विद्युत नियमन आयोगको रणनीतिक तथा संस्थागत विकास योजना सम्बन्धी अध्ययन
- विद्युत नियमन आयोगको सञ्चालन तथा नियमन (कोष व्यवस्थापन, कार्यसम्पादन तथा प्रोत्साहन) सम्बन्धी अध्ययन

यी अध्ययनहरूले विद्युत उत्पादनको लागत तथा कार्यसम्पादनको वस्तुगत मूल्याङ्कन, विद्युत महसुल तथा विद्युत खरिद बिक्रीसम्बन्धी निर्णयका लागि आवश्यक आर्थिक आधार, आयोगको संस्थागत विकास तथा नियामकीय कार्यसम्पादन सुधारका लागि आवश्यक प्रमाण र विश्लेषण उपलब्ध गराउनेछन ।

ज) क्षेत्रीय तथा अन्तर्राष्ट्रिय नियामकीय सहकार्यको विस्तार

क्षेत्रीय नियामकीय अनुभवको आदानप्रदान, क्षमता अभिवृद्धि, उत्कृष्ट अन्तर्राष्ट्रिय अभ्यासको अध्ययन तथा पूर्वाधार नियमनसम्बन्धी अन्तरदेशीय समन्वयलाई सुदृढ गर्ने उद्देश्यले आयोगले South Asia Forum for Infrastructure Regulation (SAFIR) को सदस्यता प्राप्त गरेको छ । सदस्यता प्राप्तिपश्चात् आयोगलाई क्षेत्रीय नीति संवाद, नियामकीय अनुभव तथा ज्ञान आदानप्रदान, अनुसन्धान तथा क्षमता अभिवृद्धिका कार्यक्रममा सहभागिता जनाउने अवसर प्राप्त भएको छ । यसले आयोगको नियामकीय अभ्यासलाई क्षेत्रीय तथा अन्तर्राष्ट्रिय अनुभवसँग जोड्दै संस्थागत क्षमता, व्यावसायिक दक्षता तथा नियामकीय सिकाइलाई थप सुदृढ गर्ने आधार प्रदान गरेको छ ।

झ) विवाद समाधान सम्बन्धी निर्णय

आर्थिक वर्ष २०८२/८३ मा आयोगले लामो समयदेखि विवादित डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्क लाइनसम्बन्धी विद्युत महसुल विषयमा दायर भएका दुई विवादमा आफ्नो निर्णय प्रदान गरेको छ । आयोगको इतिहासमा पहिलोपटक अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति तथा विद्युत उपभोक्ताबीच उत्पन्न विद्युतसम्बन्धी विवादलाई आयोगसमक्ष औपचारिक रूपमा सुनुवाइ गरी निर्णयमार्फत निरूपण गरिएको हो । उक्त निर्णयहरूमा आयोगले प्रचलित कानून, सम्बन्धित नियामकीय निर्णय तथा महसुल निर्धारणका सम्बन्धमा स्थापित आधारहरूलाई समग्र रूपमा व्याख्या गरी नियामकीय निर्णयको असर, महसुल निर्धारणमा अधिकारक्षेत्रको स्पष्टता, सेवा उपभोगअनुसार महसुलको दायित्व तथा प्रचलित

नियामकीय व्यवस्थाको अनुपालना सम्बन्धी महत्त्वपूर्ण सिद्धान्तहरू स्थापित गरेको छ।

सो निर्णयहरूले आयोगको विवाद समाधानसम्बन्धी अधिकारको व्यावहारिक प्रयोगलाई थप स्पष्ट गर्दै कानून, नियामकीय निर्णय, प्रमाण तथा स्थापित सिद्धान्तमा आधारित नियामकीय विधिशास्त्र (Regulatory Jurisprudence) को विकासमा आधारभुत कदम चालेको छ। यसबाट आयोग अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति तथा उपभोक्ताबीच उत्पन्न विद्युतसम्बन्धी विवादको निरूपण गर्न विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ ले प्रदान गरेको अधिकार प्रभावकारी रूपमा प्रयोग गर्न सक्षम संस्थागत क्षमता भएको नियामक निकायका रूपमा स्थापित भएको छ।

२. नेपालको विद्युत क्षेत्र

आर्थिक वर्ष २०८२/८३ मा नेपालको विद्युत क्षेत्र उत्पादन क्षमता विस्तार, आन्तरिक विद्युत खपत वृद्धि, प्रसारण पूर्वाधार सुदृढीकरण तथा सीमापार विद्युत व्यापारको विस्तारका दृष्टिले महत्त्वपूर्ण चरणमा प्रवेश गरेको देखिन्छ। नेपाल विद्युत प्राधिकरणको समिक्षा अवधीको उपलब्ध तथ्याङ्क बमोजिम आर्थिक वर्षको अन्त्यसम्म नेपालको कुल जडित विद्युत उत्पादन क्षमता करिब ४,१२० मेगावाट पुगेको छ। यस वर्ष करिब ५२९ मेगावाट नयाँ उत्पादन क्षमता राष्ट्रिय प्रणालीमा थपिएकोमा निजी क्षेत्र (स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादक) का २३ आयोजनाबाट मात्र करिब ५२८.८९ मेगावाट क्षमता थपिएको देखिन्छ। यसले विद्युत उत्पादन विस्तारमा निजी क्षेत्रको बढ्दो योगदानलाई इङ्गित गर्दछ। साथै नेपाल विद्युत प्राधिकरणसँग विभिन्न आयोजनाका करिब १२,१३५ मेगावाट क्षमताका ५४५ आयोजनासँग विद्युत खरिद सम्झौता रहेको तथ्यले आगामी वर्षहरूमा उत्पादन क्षमताको थप विस्तारको सम्भावना देखाए तापनि बढ्दो जोखिम स्वयम् प्राधिकरणले बहन गर्नुपर्ने अवस्था रहेको छ।

विद्युत उपभोगतर्फ समेत निरन्तर विस्तार भएको छ। समिक्षा वर्षको अन्त्यसम्म विद्युत उपभोक्ताको संख्या करिब ५९.२७ लाख पुगेको छ। कुल उपभोक्तामध्ये घरेलु उपभोक्ताको हिस्सा करिब ९० प्रतिशतभन्दा बढी रहेको देखिन्छ। यसबाट विद्युत पहुँचको विस्तारसँगै औद्योगिक तथा व्यावसायिक विद्युत खपत अभिवृद्धि गरी आन्तरिक विद्युत मागलाई थप विस्तार गर्नुपर्ने आवश्यकता देखिन्छ। त्यसैगरी विद्युत व्यापारतर्फ नेपालको अवस्था पछिल्ला वर्षहरूमा उल्लेखनीय रूपमा परिवर्तन भएको छ। आर्थिक वर्ष २०८२/८३ मा नेपालले करिब ३.८७७ अर्ब युनिट विद्युत निर्यात गरी करिब रु. २९.३२ अर्ब आम्दानी गरेको छ भने करिब १.१५ अर्ब युनिट विद्युत आयात गरी रु. १०.५६ अर्ब बराबरको भुक्तानी गरेको देखिन्छ। यसरी प्राधिकरणले विद्युत व्यापारमा नेपालले करिब रु.१८.७६ अर्बको खुद व्यापार मुनाफा हासिल गरेको छ। भारतका प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत बजारमा विद्युत बिक्री तथा बंगलादेशतर्फ त्रिपक्षीय व्यवस्थामार्फत विद्युत निर्यातको सुरुवातले नेपालको विद्युत बजारलाई क्रमशः क्षेत्रीय बजारसँग आबद्ध गर्ने आधार थप विस्तार गरेको छ।

विद्युत प्रसारणतर्फ पनि उच्च क्षमताका प्रसारण पूर्वाधार विस्तार भएका छन। आर्थिक वर्षको अन्त्यसम्म उच्च भोल्टेज प्रसारण सञ्जाल करिब ७,११० सर्किट किलोमिटर तथा सबस्टेशन क्षमता करिब १५,५४१ एमभीए पुगेको देखिन्छ। खिम्ती-बाह्रबिसे ४०० केभी तथा मर्स्याङ्दी-भरतपुर २२० केभी प्रसारण लाइन सञ्चालनमा आउनु तथा कोहलपुर-सुर्खेत प्रसारण लाइनमार्फत कर्णाली प्रदेशलाई १३२ केभी राष्ट्रिय प्रसारण सञ्जालसँग जोडिनु प्रणाली स्थायित्व तथा विस्तारका महत्त्वपूर्ण उपलब्धि रहेका छन्। आगामी चरणमा प्रसारण पूर्वाधारको विस्तारलाई उत्पादन आयोजना तथा सीमापार विद्युत व्यापारको आवश्यकतासँग समन्वय गरी अघि बढाउनु आवश्यक देखिन्छ।

समग्रमा, नेपालको विद्युत क्षेत्र विद्युत अभावको चरणबाट मौसमी उत्पादन अधिशेष, आन्तरिक खपत अभिवृद्धि तथा क्षेत्रीय विद्युत व्यापारतर्फ अग्रसर रहेको छ। विद्युत उत्पादन क्षमताको तीव्र विस्तारले विद्युत बजारको आकार बढाइरहेको भए पनि सोही अनुपातमा आन्तरिक माग विस्तार, प्रसारण तथा वितरण पूर्वाधारको क्षमता अभिवृद्धि, जलाशय तथा भण्डारण आयोजनाको विकास, विद्युत बजारको विविधीकरण र सीमापार विद्युत व्यापारका लागि दीर्घकालीन बजार सुनिश्चितता आवश्यक देखिन्छ। आगामी दिनमा विद्युत क्षेत्रको दिगो विकासका लागि उत्पादन, प्रसारण, वितरण, व्यापार तथा उपभोगलाई एकीकृत रूपमा सम्बोधन गर्ने पूर्वानुमानयोग्य, प्रतिस्पर्धात्मक र लगानीमैत्री नियामकीय व्यवस्था थप सुदृढ गर्नु आवश्यक हुनेछ।

३. आ.व. २०८२/०८३ मा आयोगले गरेका कार्यसम्पादन सम्बन्धी मुख्य उपलब्धिहरू र आयोजना गरेका कार्यक्रमहरू

आ.व. २०८२/०८३ मा आयोगले गरेका कार्यसम्पादन सम्बन्धी मुख्य उपलब्धिहरू र आयोजना गरेका कार्यक्रमहरू निम्नानुसार रहेका छन् र ती कार्यक्रमहरुमा खिचिएका तस्विरहरु अनुसूची-२ मा रहेका छन्।

३.१. स्वीकृति/पूर्वस्वीकृति/सहमति सम्बन्धमा निर्णय

आ.व. २०८२/०८३ मा आयोगद्वारा विद्युत कम्पनीका विभिन्न एक सय अस्सी (१८०) वटा निवेदनउपर कारबाही गरी स्वीकृति, पूर्वस्वीकृति तथा सहमति सम्बन्धी निर्णय गरिएको छ।

तालिका ३ आ.व. २०८२/०८३ मा आयोगले गरेका कार्यसम्पादन सम्बन्धी मुख्य उपलब्धिहरू

क्र.सं.	व्यहोरा	आ.व. २०८२/८३ मा निर्णय भएको सङ्ख्या
१	प्राथमिक तथा हकप्रद शेयर निष्कासनको पूर्वस्वीकृति	४५
२	विद्युत कम्पनीको शेयर संरचना परिवर्तनमा स्वीकृति	१८
३	विद्युत कम्पनीको विद्युत खरिद बिक्री दरको निर्धारण तथा विद्युत सम्झौतामा सहमति	४८
४	विद्युत कम्पनीको विद्युत खरिद सम्झौताको संशोधनमा सहमति	१३
५	विद्युत कम्पनीको स्वामित्व हस्तान्तरण, आयोजना प्राप्ति र ग्रहण उपरको सहमति	१६
६	विद्युत कम्पनीको शेयर खरिद बिक्रीको सहमति (बोनस शेयर सहित)	४०
जम्मा		१८०

३.२. आयोगद्वारा आयोजना गरिएका अन्य कार्यक्रम

तालिका ४ आ.व. २०८२/०८३ मा आयोगले आयोजना गरिएका अन्य कार्यक्रम

क्र. सं.	मिति	कार्यक्रमको विवरण
१	२०८२/०५/१९-२०	आयोग र REEEP-GREEN-GIZ Nepal को संयुक्त आयोजनामा Developing Communication and Stakeholder Engagement Strategy for ERC सम्बन्धी २ दिने आवासिय कार्यक्रम

३.३. तालिम तथा विदेश भ्रमण

तालिका ५ आ.व. २०८२/०८३ मा आयोगले आयोजना गरेका तालिम तथा विदेश भ्रमण

क्र. सं.	मिति	भ्रमणको विवरण
१.	सन् २०२५/१२/८,९ र १०	आयोगका अध्यक्ष डा. राम प्रसाद धितालज्यू, आयोगका सदस्यज्यूहरु र सचिव गरी ६ जना पदाधिकारी तथा कर्मचारीज्यूले भारतको केन्द्रीय विधुत नियमन आयोग लगायतका संस्थाहरुको नियामकीय भ्रमण गर्नु भएको ।
२.	सन् २०२६/०२/१३	आयोगका अध्यक्ष डा. राम प्रसाद धितालज्यूले साफिर (SAFIR) कार्यक्रममा भाग लिन श्रीलंका भ्रमण गर्नु भएको
३.	सन् २०२६/०२/६ देखि ९ सम्म	आयोगका कर्मचारीले भारतको नोइडामा आयोजित Course on Infrastructure Regulation: Markets, Green Energy Transition and Regulatory Governance for the Members of SAFIR कार्यक्रममा सहभागिता जनाउनु भएको ।
४.	२०८२/१०/१९ देखि २८ गते सम्म	आयोगमा नयाँ नियुक्त भइ आउनु भएका कर्मचारीहरुको नेपाल प्रशासनिक प्रशिक्षण प्रतिष्ठानमा Induction Training Program on Administration and Management तालिम संचालन

४. आयोगको आ.व. २०८२/०८३ को आय-व्ययको विवरण

४.१. आयोगको कोष

विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ तथा विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ द्वारा निर्देशित प्रावधानबमोजिम २०७६/०१/२५ मा स्थापना भएको यस आयोगको कोषमा निम्न शीर्षकबाट प्राप्त रकम रहन सक्नेछः नेपाल सरकारबाट प्राप्त रकम, कुनै व्यक्ति वा संघसंस्थाबाट प्राप्त रकम, विदेशी सरकार, व्यक्ति वा अन्तर्राष्ट्रिय संघसंस्थाबाट प्राप्त रकम, विद्युत वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको विद्युत बिक्रीबाट भएको वार्षिक कुल आयको एक प्रतिशतमा नबढाई आयोगले तोके बमोजिम प्राप्त रकम, विद्युत व्यापार गर्न अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले विद्युत व्यापारबाट गरेको वार्षिक कुल आयको एक प्रतिशतमा नबढाई आयोगले तोके बमोजिम प्राप्त रकम, राष्ट्रिय ग्रिड प्रयोग गरी विद्युत निकासी गर्ने अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले प्राप्त गरेको प्रसारण तथा वितरण दस्तुर (व्हिलिङ्ग चार्ज) को एक प्रतिशतमा नबढाई आयोगले तोके बमोजिम प्राप्त रकम, ऐनको दफा २० बमोजिम प्राप्त सेवा शुल्क, तथा अन्य स्रोतबाट प्राप्त रकम ।

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

४.२. आ.व. २०८२/०८३ मा आयोगको आय विवरण

आ.व. २०८२/८३ मा आयोगले गरेको आम्दानी र आयको विस्तृत विवरण तपशिलको तालिकामा उल्लेख गरिएको छः

तालिका ६ आ.व. २०८२/०८३ मा आयोगको आम्दानीको विवरण

क्र.सं.	आम्दानीको विवरण	रकम (रु.)
१.	विद्युतको थोक खरिद बिक्री दर निर्धारण वापत	३८,८२,५००/-
२.	विद्युत खरिद बिक्री सम्झौतामा सहमती वापत	१,०८,५०,०००/-
३.	अनुमती प्राप्त व्यक्तिहरु आपसमा गाभिन, संरचनाको खरिद बिक्री, प्राप्ती, गह्रण गर्ने सहमती वापत	६,०८,२०,०००/-
४.	विवाद समाधान वापत	३,८४,१६३/-
५.	बैंक ब्याज वापत	५,४३,०३३.२७/-
६.	अन्य	२८,२०,२९७/-
	कुल आम्दानी	७,९२,९९,९९३.२७/-

४.३. आ.व. २०८२/८३ को बजेट खर्च तथा वित्तीय प्रगति विवरण

आयोगको २७९ औं बैठकले आ.व. २०८२/८३ का लागि रु. २१,७३,९९,३४१.००/- (अक्षरेपी एक्काइस करोड त्रिहत्तर लाख उनान्सय हजार तीन सय एकचालीस रुपियाँमात्र) बराबरको बजेट रकम स्वीकृत गरेको छ। आर्थिक वर्षान्तसम्ममा आयोगको कुल वित्तीय प्रगति ४३.४२% रहेको छ। अपेक्षित वित्तीय तथा कार्यक्रमगत प्रगति हासिल गर्न नसक्नुका विभिन्न कारणमध्ये आयोगका पदाधिकारीहरूको आकस्मिक बर्हिगमन तत् पश्चात केही समय आयोगको निर्णय प्रक्रिया तथा कार्यक्रम कार्यान्वयनमा अपेक्षित गतिशीलता कायम हुन नसक्दा स्वीकृत वार्षिक कार्यक्रम तथा बजेटको कार्यान्वयनमा समेत अपेक्षित प्रगती हासिल हुन सकेन। आयोगको वित्तीय प्रगती सम्बन्धी जानकारी तपशिलको तालिकामा उल्लेख गरिएको छ :

तालिका ७ आ.व. २०८२/०८३ को वित्तीय प्रगति विवरण

बजेट उपशिर्षक	विनियोजित बजेट	खर्च रकम
चालु	१७,५०,९९,३४१	८,४१,८०,२८५.०१
पूँजीगत	४,२३,००,०००	१,०२,१७,६५८.६९
जम्मा	२१,७३,९९,३४१	९,४३,९७,९४३.७०

५. विद्युत क्षेत्र सुधारका सम्बन्धमा नीतिगत सुझाव

५.१. आयोगलाई विद्युत व्यापारको अनुमतिपत्र सम्बन्धी अधिकार प्रदान गर्ने तथा प्रसारण लाइन निर्माणमा निजी क्षेत्रलाई सहभागी गराउने

नेपालको विद्युत बजार उत्पादन क्षमताको विस्तारसँगै प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत व्यापार, खुला पहुँच तथा निजी क्षेत्रको बढ्दो सहभागितातर्फ उन्मुख हुँदै गएको छ। विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १४ ले आयोगलाई विद्युत बजारमा प्रतिस्पर्धा कायम गर्ने, विद्युत व्यापारका लागि पालना गर्नुपर्ने शर्त निर्धारण तथा अनुगमन गर्ने र विद्युत प्रणालीमा खुला पहुँचको व्यवस्था गर्ने लगायतका अधिकार प्रदान गरेको छ। विशेषतः दफा १४ को खण्ड (ज) ले विद्युत व्यापारका शर्त निर्धारण तथा अनुगमन र खण्ड (झ) ले विद्युत प्रणालीमा खुला पहुँचको व्यवस्था गर्ने अधिकार आयोगलाई दिएको छ। तर विद्युत व्यापारको अनुमतिपत्र जारी गर्ने अधिकार स्पष्टरुपमा आयोगलाई नभएको अवस्थामा विद्युत व्यापारसम्बन्धी प्रवेश, सञ्चालन, अनुपालना तथा नियामकीय उत्तरदायित्वलाई एउटै संस्थागत संरचनाबाट प्रभावकारी रूपमा व्यवस्थापन गर्न कठिनाइ देखिएको छ। तसर्थ, विद्युत व्यापारको अनुमतिपत्र प्रदान गर्ने अधिकार स्पष्ट रूपमा विद्युत नियमन आयोगमा निहित हुने गरी विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ तथा सम्बन्धित प्रचलित कानूनमा आवश्यक संशोधन गर्न उपयुक्त हुनेछ। यसबाट अनुमतिपत्र प्रदान गर्ने, अनुमतिपत्रका शर्त निर्धारण तथा अनुगमन गर्ने, अनुपालन सुनिश्चित गर्ने र आवश्यक अवस्थामा नियामकीय कारबाही गर्ने अधिकार एउटै नियामकीय संरचनामा स्पष्ट हुने तथा प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत बजारको विकासलाई थप प्रभावकारी बनाउन सकिनेछ।

त्यसैगरी, आगामी वर्षहरूमा विद्युत उत्पादन तथा आन्तरिक एवं अन्तरदेशीय विद्युत व्यापारमा अपेक्षित वृद्धि हासिल गर्न पर्याप्त र समयमै प्रसारण पूर्वाधार निर्माण आवश्यक रहेको हुँदा प्रसारण लाइन विकासलाई निजी क्षेत्रको समेत सहभागिता सुनिश्चित गर्न आवश्यक छ। उपयुक्त सार्वजनिक-निजी साझेदारी, BOOT वा प्रतिस्पर्धात्मक छनोटमा आधारित अन्य उपयुक्त मोडेलमार्फत निजी क्षेत्रलाई प्रसारण लाइन निर्माण, स्वामित्व तथा सञ्चालनमा सहभागी गराउने स्पष्ट कानूनी व्यवस्था गर्न सकिन्छ। हाल प्रसारण पूर्वाधारमा निजी क्षेत्रको सहभागिता बढाउने दिशामा नीति तथा परियोजनागत अभ्याससमेत अघि बढिरहेको सन्दर्भमा यसलाई स्पष्ट कानूनी र नियामकीय आधार प्रदान गर्नु समयसापेक्ष देखिएको छ।

५.२. आन्तरिक विद्युत् खपत वृद्धिका लागि निजी क्षेत्रलाई विद्युत् व्यापारमा संलग्न गराउनुपर्ने

नेपाल सरकार, ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयले विद्युतको आन्तरिक खपत अभिवृद्धि तथा विद्युत निर्यातलाई थप व्यवस्थित र प्रभावकारी बनाउने उद्देश्यले 'ऊर्जा खपत वृद्धि तथा निर्यात रणनीति, २०८३' हालै जारी गरी सार्वजनिक गरेको छ। यद्यपी, नेपालमा विद्युत् उत्पादन क्षमता विस्तार हुँदै गएको अवस्थामा उत्पादित विद्युतको दिगो तथा अधिकतम उपयोगका लागि आन्तरिक विद्युत् खपत वृद्धि र प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत् बजारको विकास आवश्यक देखिन्छ। हाल विद्युत् व्यापारमा एकल संस्थाको संलग्नता रहेको अवस्थामा निजी क्षेत्रलाई समेत विद्युत् व्यापारमा प्रवेश गराई उत्पादक, व्यापारी तथा ठूला उपभोक्ताबीच प्रत्यक्ष तथा प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत् कारोबारको वातावरण निर्माण गर्न आवश्यक छ। विशेषतः खुल्ला पहुँचको प्रभावकारी कार्यान्वयनसँगै निजी क्षेत्रबाट विद्युत् खरिद तथा बिक्रीको व्यवस्था विस्तार गर्न सकेमा औद्योगिक तथा व्यावसायिक क्षेत्रमा विद्युतको माग वृद्धि,

विद्युतको प्रतिस्पर्धात्मक उपयोग तथा उत्पादित विद्युतको आन्तरिक बजार विस्तारमा योगदान पुग्न सक्ने देखिन्छ। अतः नेपाल सरकारले निजी क्षेत्रलाई विद्युत् व्यापारमा सहभागी गराउने स्पष्ट कानूनी, नीतिगत तथा संस्थागत व्यवस्था गरी प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत् बजारको विकासलाई प्राथमिकता दिन आवश्यक देखिन्छ।

५.३. Tariff Based Competitive Bidding मार्फत निजी क्षेत्रलाई प्रसारण लाइन निर्माणमा संलग्न गराउनुपर्ने

आन्तरिक विद्युत् खपत तथा विद्युत् व्यापार विस्तारसँगै उत्पादन केन्द्रदेखि उपभोक्ता तथा सम्भावित विद्युत् बजारसम्म पर्याप्त र भरपर्दो प्रसारण क्षमता सुनिश्चित गर्नु समेत आवश्यक हुन्छ। उत्पादन तथा व्यापारको विस्तारको तुलनामा प्रसारण पूर्वाधारको विकास हुन नसकेमा उत्पादित विद्युतको उपयोग, विद्युत् व्यापार तथा निजी क्षेत्रको थप लगानीमा समेत अवरोध उत्पन्न हुन सक्ने भएकाले प्रसारण पूर्वाधारको समयमै विस्तार आवश्यक छ। यसका लागि सार्वजनिक लगानीमा मात्र निर्भर रहने वर्तमान अभ्यासलाई क्रमशः प्रतिस्पर्धात्मक निजी लगानीतर्फ विस्तार गर्न Transmission Based Competitive Bidding (TBCB) को अवधारणालाई नीतिगत रूपमा अघि बढाउन आवश्यक देखिन्छ। प्रतिस्पर्धात्मक प्रक्रियामार्फत योग्य निजी लगानीकर्ताबाट प्रसारण आयोजना विकास, निर्माण, वित्तीय व्यवस्थापन तथा सञ्चालन गराउने स्पष्ट व्यवस्था गर्न सकेमा प्रसारण क्षेत्रमा निजी पूँजी तथा प्राविधिक क्षमता परिचालन हुनुका साथै आयोजना कार्यान्वयनमा प्रतिस्पर्धा र समयबद्धता कायम गर्न सकिनेछ। अतः नेपाल सरकारले TBCB मार्फत निजी क्षेत्रको सहभागिताका लागि आवश्यक कानूनी, नियामकीय तथा लगानीसम्बन्धी ढाँचा तत्काल विकास गर्न आवश्यक पहल गर्नुपर्ने देखिन्छ।

५.४. क्षेत्रीय विद्युत व्यापारका लागि नीतिगत तथा कानूनी सामञ्जस्यता कायम गर्न उपयुक्त हुने

नेपालले भारतलगायत छिमेकी मुलुकसँग विद्युत व्यापारसम्बन्धी विभिन्न सम्झौता तथा समझदारी गरिसकेको भए पनि सीमापार विद्युत व्यापारलाई नियमित, पूर्वानुमानयोग्य र दीर्घकालीन रूपमा सञ्चालन गर्न आवश्यक साझा कानूनी, नियामकीय तथा प्राविधिक मापदण्ड अझ सुदृढ गर्न आवश्यक देखिन्छ। यसका लागि विद्युत व्यापार, प्रसारण पहुँच, Wheeling Charge, Scheduling, Balancing, Settlement, Grid Security, मापन तथा लेखांकन, विवाद समाधानलगायत विषय समेटिएको Regional Electricity Trade Regulatory Framework विकास गर्नुपर्ने आवश्यकता देखिएको छ। साथै SAFIR, SASEC, BIMSTEC, SAARC Energy Centre लगायतका क्षेत्रीय संयन्त्र तथा असल अभ्यासबाट सिकाइ ग्रहण गरी सम्बन्धित मुलुकका विद्युत कानून, ग्रिड कोड तथा नियामकीय प्रक्रियामा क्रमिक सामञ्जस्यता (Regulatory Harmonization) कायम गर्न आवश्यक समन्वय गर्नुपर्ने छ। यसका लागि नेपालले अन्य राष्ट्रहरु सँगको सहयोगमा न्यूनतम साझा नियामकीय मापदण्ड (Common Minimum Regulatory Standards) निर्धारण गरी द्विपक्षीय तथा बहुपक्षीय संयन्त्रमार्फत त्यस प्रकारका कानूनी तथा नीतिगत उपकरणहरुको पारस्परिक मान्यता र कार्यान्वयन सुनिश्चित गर्ने दीर्घकालीन नीति अवलम्बन गर्नुपर्छ। यसबाट विद्युत व्यापारलाई सम्झौतामा मात्र सीमित नराखी नियममा आधारित, पारदर्शी, प्रतिस्पर्धात्मक र सहज क्षेत्रीय विद्युत बजार विकास गर्ने आधार तयार हुनेछ।

५.५. प्रचलित विद्युतसम्बन्धी कानूनको समयानुकूल संशोधन तथा नियामकीय स्वायत्तता सुदृढीकरण

नेपालको विद्युत क्षेत्रको बदलिँदो संरचना, नयाँ नियामकीय व्यवस्था तथा विद्युत बजारको विस्तारलाई दृष्टिगत गर्दा विद्युतसम्बन्धी प्रस्तावित विधेयक, नेपाल विद्युत प्राधिकरण ऐन, २०४१ तथा विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ को समयानुकूल पुनरावलोकन तथा संशोधन आवश्यक देखिन्छ। लामो समयदेखि संसद्मा विचाराधीन रहेको विद्युतसम्बन्धी विधेयक विद्यमान नीतिगत तथा नियामकीय परिवर्तनको सन्दर्भमा कतिपय विषयमा पुनरावलोकनयोग्य हुन सक्ने भएकाले त्यसलाई समसामयिक परिमार्जन गरी अघि बढाउनु उपयूक्त हुने। मुख्यतः विद्युत नियमन आयोग ऐनमा संशोधन गर्दा आयोगको स्वायत्तता, स्थायित्व र प्रभावकारी नियमन सुनिश्चित गर्ने गरी पदाधिकारीको नियुक्ति तथा योग्यता, कार्यक्षेत्रको स्पष्टता, दोहोरो अधिकारक्षेत्रको न्यूनीकरण, विद्युत उत्पादन, बिक्री, वितरण तथा व्यापारसम्बन्धी अनुमतिपत्र प्रदान गर्ने अधिकार आयोगमा निहित गर्ने तथा सरकार र आयोगबीचको कार्यसम्बन्धलाई स्पष्ट गर्ने व्यवस्था समावेश गर्न आवश्यक देखिएको छ। विशेषतः ऐनको दफा ४० अन्तर्गत आयोगले नीतिगत विषयमा सम्बन्धित मन्त्रालयमार्फत नेपाल सरकारसँग समन्वय गर्ने तथा प्राविधिक, प्रशासनिक र कार्यान्वयनसम्बन्धी विषयमा सम्बन्धित निकायसँग प्रत्यक्ष सम्पर्क तथा समन्वय गर्न सक्ने व्यवस्था गर्नु उपयुक्त हुनेछ।

त्यसैगरी, आयोगको वित्तीय स्वायत्तता सुनिश्चित गर्न ऐन तथा नियमावलीमा रहेका नेपाल सरकारको पूर्वस्वीकृतिसम्बन्धी प्रावधानहरूको पुनरावलोकन गरी आयोगलाई आफ्नो स्रोत, राजस्व तथा खर्चको व्यवस्थापनमा पर्याप्त स्वायत्तता प्रदान गर्न आवश्यक छ। साथै, अध्यक्ष तथा सदस्यको नियुक्ति प्रक्रिया, योग्यता तथा कार्यकाललाई नियामकको व्यावसायिक स्वतन्त्रता, निरन्तरता र संस्थागत स्थायित्व सुनिश्चित गर्ने गरी पुनर्संरचना गर्नुपर्छ। यस्ता सुधारले नीति निर्माण, कार्यान्वयन र नियमनबीचको दोहोरोपन घटाई आयोगको स्वतन्त्रता, उत्तरदायित्व, वित्तीय स्वायत्तता तथा नियामकीय प्रभावकारिता सुदृढ गर्नेछ।

५.६. विद्युत अनुमतिपत्र प्राप्त संस्था सम्बन्धी शेयर तथा पूँजी संरचनासम्बन्धी नियामकीय अधिकारक्षेत्रमा स्पष्टता कायम गर्ने तथा सोको सहजीकरणका लागि नियामक मञ्च (Forum of Regulator) गठन गर्ने सम्बन्धमा

विद्युत कम्पनीको IPO, FPO, Right Share, Bonus Share तथा अन्य सार्वजनिक निष्कासन, शेयर स्वामित्व तथा पूँजी संरचनामा हुने परिवर्तन, शेयर खरिद बिक्री वा हस्तान्तरण सम्बन्धी विषयमा विद्युत नियमन आयोग, नेपाल धितोपत्र बोर्ड तथा कम्पनी रजिष्ट्रारको कार्यालयको अधिकारक्षेत्रबीच देखिएको कार्यगत दोहोरोपना तथा अस्पष्टता निराकरण गर्न समयानुकुल पुनरावलोकन आवश्यकता देखिन्छ। विद्युत क्षेत्रको अनुमतिपत्र प्राप्त संस्थाको शेयर तथा पूँजी संरचनामा हुने परिवर्तनले अनुमतिपत्र, नियन्त्रण, वित्तीय क्षमता, प्रवर्द्धकको दायित्व तथा नियामकीय अनुपालनमा प्रत्यक्ष प्रभाव पार्न सक्ने भएकाले त्यस्ता विषयमा आयोगको नियामकीय भूमिका राखिएको देखिन्छ। तथापि, धितोपत्रको सार्वजनिक निष्कासन तथा पूँजी बजारसम्बन्धी नियमन र कम्पनीको दर्ता, शेयर अभिलेख तथा कम्पनी प्रशासनसम्बन्धी विषय क्रमशः सम्बन्धित निकायको क्षेत्राधिकारमा पर्ने हुँदा एउटै विषयमा एकभन्दा बढी निकायबाट समान प्रकृतिको स्वीकृति, सहमति वा नियामकीय प्रक्रिया पूरा गर्नुपर्ने अवस्था सिर्जना हुनु उपयुक्त देखिँदैन। यसले सेवाग्राही तथा सेवाप्रवाह समेतलाई असर पार्ने देखिन्छ।

अतः सरकारले सम्बन्धित कानून तथा नियामकीय व्यवस्थाको पुनरावलोकन गरी आयोगले नियमन गर्ने विद्युत

क्षेत्रसम्बन्धी विशेष विषय, Securities Exchange Board of Nepal ले नियमन गर्ने धितोपत्र तथा सार्वजनिक निष्कासनसम्बन्धी विषय र Office of Company Registrar ले हेर्ने कम्पनी प्रशासन तथा अभिलेखसम्बन्धी विषयको स्पष्ट सीमाङ्कन गर्न आवश्यक छ। साथै, अन्तरनिकाय समन्वयका लागि स्पष्ट तथा एकीकृत कार्यप्रवाह कायम गरी अधिकारक्षेत्रको दोहोरोपना, दोहोरो स्वीकृति प्रक्रिया र नियामकीय अनिश्चितता हटाउँदै विद्युत क्षेत्रका कम्पनी तथा आयोजनाको पूँजी परिचालन र संस्थागत पुनर्संरचनालाई सहज र सरल बनाउने दिशामा आवश्यक कानूनी तथा नीतिगत सुधार गरिनु पर्ने तथा सोको सरलीकरण तथा कुशल व्यवस्थापनका निमित्त राष्ट्र बैंक, धितोपत्र बोर्ड, कम्पनी रजिष्ट्रारको कार्यलय लगायत अन्य नियामक निकायहरु सम्मिलित नियामक मञ्च (Forum of Regulators) गठन गर्न उपयुक्त हुने।

५.७. विपद् प्रतिरोधी विद्युत पूर्वाधार निर्माण तथा विकाससम्बन्धी मापदण्ड तर्जुमा गर्नुपर्ने

नेपालमा जलवायु परिवर्तन तथा बाढी, पहिरो, हिमताल विस्फोट लगायतका प्राकृतिक विपद्का जोखिम बढ्दै गएको सन्दर्भमा विद्युत उत्पादन, प्रसारण तथा वितरण पूर्वाधारको योजना, निर्माण, सञ्चालन तथा पुनर्निर्माणलाई विपद् प्रतिरोधी तथा उत्थानशील (रेजिलियन्ट) बनाउनु आवश्यक देखिएको छ। यसका लागि अन्तर्राष्ट्रिय असल अभ्यास, प्राविधिक मापदण्ड तथा जोखिम मूल्याङ्कनका विधिहरूको अध्ययन गरी नेपालको भौगोलिक तथा जलवायुजन्य जोखिमअनुकूल विपद् प्रतिरोधी विद्युत पूर्वाधार निर्माण तथा विकाससम्बन्धी राष्ट्रिय मापदण्ड तर्जुमा गर्नुपर्ने आवश्यकता देखिएको छ। यस क्रममा Asian Development Bank, World Bank, GIZ, European Union (Energy Connectivity in South Asia), SAFIR लगायतका अन्तर्राष्ट्रिय संस्था तथा सम्बन्धित प्राविधिक निकायसँग समन्वय गरी अध्ययन, अनुसन्धान, ज्ञान तथा प्रविधि आदानप्रदानलाई संस्थागत गर्दै विद्यमान विद्युत पूर्वाधारको जोखिम मूल्याङ्कन तथा आवश्यक सुधारका लागि समेत स्पष्ट मापदण्ड र कार्यविधि निर्माण गर्न उपयुक्त हुने।

६. निष्कर्ष

नेपालको विद्युत क्षेत्र विस्तार, विविधीकरण र बजार संरचनामा भइरहेको परिवर्तनसँगै विद्युत नियमनको भूमिका पनि क्रमशः थप जटिल, परिणाममुखी र बजारोन्मुख हुँदै गएको छ। यस परिवेशमा आर्थिक वर्ष २०८२/८३ विद्युत नियमन आयोगका लागि केवल नियमित नियामकीय कार्यसम्पादनको वर्ष मात्र नभई नेपालको विद्युत क्षेत्रलाई प्रतिस्पर्धात्मक, पारदर्शी, पूर्वानुमानयोग्य तथा उपभोक्तामैत्री बनाउने दिशामा महत्त्वपूर्ण नियामकीय सुधारको कार्यान्वयन र संस्थागत सुदृढीकरणको वर्षका रूपमा रहेको छ। आयोगले यस अवधिमा विद्युत क्षेत्रको परम्परागत संरचनामा सुधार ल्याउने, नयाँ बजार अभ्यासलाई संस्थागत गर्ने तथा दीर्घकालीन लगानी र प्रणालीगत स्थायित्वका लागि आवश्यक नियामकीय स्पष्टता कायम गर्ने दिशामा महत्त्वपूर्ण कदम अघि बढाएको छ। विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ बमोजिम स्थापना भएको आयोगले यस अवधिमा आफ्नो स्थापनाको सात वर्ष पूरा गरी आठौं वर्षमा प्रवेश गरेको छ। यस अवधिमा आयोगले क्रमशः आवश्यक नियामकीय तथा संस्थागत आधार निर्माण गर्दै आफ्नो कानूनी अधिकारक्षेत्रलाई व्यवहारमा कार्यान्वयन गर्ने दिशा तर्फ महत्त्वपूर्ण प्रगति हासिल गरेको छ। स्थापना भएको आठौं वर्षमा प्रवेशसँगै आयोगको नियामकीय यात्रा प्रारम्भिक संस्थागत विकासको चरणबाट थप परिपक्व, कार्यान्वयनमुखी तथा परिणाममा आधारित नियमनतर्फ अग्रसर भएको छ।

समिक्षा आर्थिक वर्षको प्रमुख उपलब्धिमध्ये विद्युत प्रसारण तथा वितरण प्रणालीमा खुला पहुँच सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२ को कार्यान्वयन विशेष महत्त्वको रहेको छ। नेपालको विद्युत क्षेत्रको इतिहासमा पहिलोपटक प्रसारण तथा वितरण प्रणालीलाई नियमनबद्ध रूपमा अन्य योग्य प्रयोगकर्ताका लागि पहुँचयोग्य बनाउने व्यवस्था कार्यान्वयनमा आएको छ। यसले विद्युत उत्पादन, प्रसारण तथा उपभोगबीचको परम्परागत एकीकृत संरचनामा क्रमिक सुधार तथा परिवर्तनको आधार तयार गर्नुका साथै विद्युत बजारमा प्रतिस्पर्धा, निजी क्षेत्रको सहभागिता, पूर्वाधारको प्रभावकारी उपयोग तथा उपभोक्ताको छनोटको सम्भावनालाई संस्थागत गर्ने बाटो खोलेको छ। खुला पहुँचको प्रभावकारी कार्यान्वयनका लागि आवश्यक गुनासो समाधान, ब्यालेन्सिङ तथा सेटलमेन्ट र क्याप्टिभ विद्युत उत्पादनसम्बन्धी सहायक नियामकीय व्यवस्थाको विकाससमेत आयोगले अघि बढाएको छ।

त्यसैगरी, जलाशययुक्त विद्युत केन्द्रको विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८२ जारी हुनु नेपालको विद्युत प्रणालीमा जलाशययुक्त आयोजनाको विकास र लगानीलाई नियामकीय आधार प्रदान गर्ने महत्त्वपूर्ण उपलब्धि हो। आयोगले प्रत्यक्ष रुपमा सरोकारवालासँगको छलफल तथा सार्वजनिक परामर्शबाट प्राप्त राय, सुझाव र प्रतिक्रियालाई समेटी उक्त व्यवस्था अघि बढाएको हो। यसबाट जलाशययुक्त आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्रीका सम्बन्धमा थप स्पष्टता कायम हुनुका साथै मौसमी विद्युत आपूर्तिको सन्तुलन, प्रणालीको विश्वसनीयता तथा दीर्घकालीन ऊर्जा सुरक्षाका लागि आवश्यक नियामकीय वातावरण निर्माण भएको छ। यस अलावा आयोगले विद्युत महसुल निर्धारणको विद्यमान पद्धतिलाई समेत समयानुकूल सुधार गर्ने प्रक्रिया अघि बढाएको छ। उपभोक्ता विद्युत महसुल निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका, २०७६ को साविकको व्यवस्थालाई पुनरावलोकन तथा संशोधन मार्फत आलै मात्र नयाँ उपभोक्ता विद्युत महसुल निर्धारणसम्बन्धी निर्देशिका, २०८३ समेत जारी गरिएको छ। यसै सँगै महसुल निर्धारण प्रक्रियालाई थप व्यवस्थित, पारदर्शी र पूर्वानुमानयोग्य बनाउने आधार तय भएको छ। यस क्रममा बहुवर्षीय महसुल निर्धारण, वार्षिक महसुल पुनरावलोकन, लागत तथा आय आवश्यकताको विश्लेषण र महसुल निर्धारण प्रक्रियालाई थप संरचित बनाउने विषयहरूलाई सम्बोधन गर्ने गरी नियामकीय ढाँचा पुनर्संरचना गरिएको छ। यसले उपभोक्ताको हित संरक्षणसँगै विद्युत सेवा प्रदायकको वित्तीय स्थायित्व र विद्युत क्षेत्रमा आवश्यक लगानीका लागि सन्तुलित आधार निर्माण गर्ने अपेक्षा गरिएको छ।

समिक्षा अवधीमा लामो समयदेखि समाधान हुन नसकेका Dedicated Feeder तथा Trunk Line सम्बन्धी विद्युत महसुल विवादहरूमा आयोगबाट निर्णय हुनु पनि महत्त्वपूर्ण नियामकीय उपलब्धिका रूपमा रहेको छ। दशकभन्दा लामो समयदेखि कायम रहेका यस्ता विवादमा आयोगले आफ्नो कानूनी अधिकारक्षेत्र प्रयोग गरी निर्णय प्रदान गरेको छ। यसबाट नियामकीय निकायको विवाद समाधान गर्ने भूमिका थप स्पष्ट हुनुका साथै विद्युत महसुलसम्बन्धी विवादलाई संस्थागत र प्रमाणमा आधारित प्रक्रियाबाट निरूपण गर्ने अभ्यास सुदृढ भएको छ। आयोगको कार्यसम्पादन यस अवधिमा नियामकीय उपकरण निर्माण र निर्णयमा मात्र सीमित रहेन। संस्थागत सुशासनसम्बन्धी मापदण्डको मस्यौदा, विद्यमान नियामकीय उपकरणहरूको पुनरावलोकन, जलविद्युत आयोजनाको लागतसम्बन्धी बेन्चमार्किङ, दीर्घकालीन मार्जिनल लागत, जलाशय तथा पम्प्ड स्टोरेज आयोजनाको विद्युत खरिद दर, विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको ढाँचा तथा आयोगको रणनीतिक एवं संस्थागत विकासलगायत विषयमा अध्ययन तथा अनुसन्धान अघि बढाइएका छन। यस्ता अध्ययनले आगामी नियामकीय निर्णयलाई तथ्य, लागत, प्राविधिक विश्लेषण र उदयीमान बजारगत आवश्यकतामा आधारित बनाउन आवश्यक आधार निर्माण गर्नेछन। यस

अतिरिक्त उपभोक्ता केन्द्रित नियमनलाई समेत यस अवधिमा थप प्राथमिकता दिइएको छ। आयोगले प्रदेशस्तरमा उपभोक्ता सचेतना तथा अन्तरक्रिया कार्यक्रम प्रारम्भ गरी विद्युत उपभोक्तालाई आफ्ना अधिकार, दायित्व, विद्युत सेवा तथा गुनासो समाधानका प्रक्रियाबारे जानकारी गराउने कार्य अघि बढाएको छ। यससँगै आयोगको आन्तरिक कार्यप्रणालीलाई प्रविधिमैत्री बनाउन Document Management System (DMS) को विकास तथा क्षमता अभिवृद्धि गरिएको छ। यसले आयोगको दस्तावेज व्यवस्थापन, कार्यप्रवाह, अभिलेखीकरण तथा सेवा प्रवाहलाई थप व्यवस्थित र पारदर्शी बनाउन सहयोग पुऱ्याएको छ।

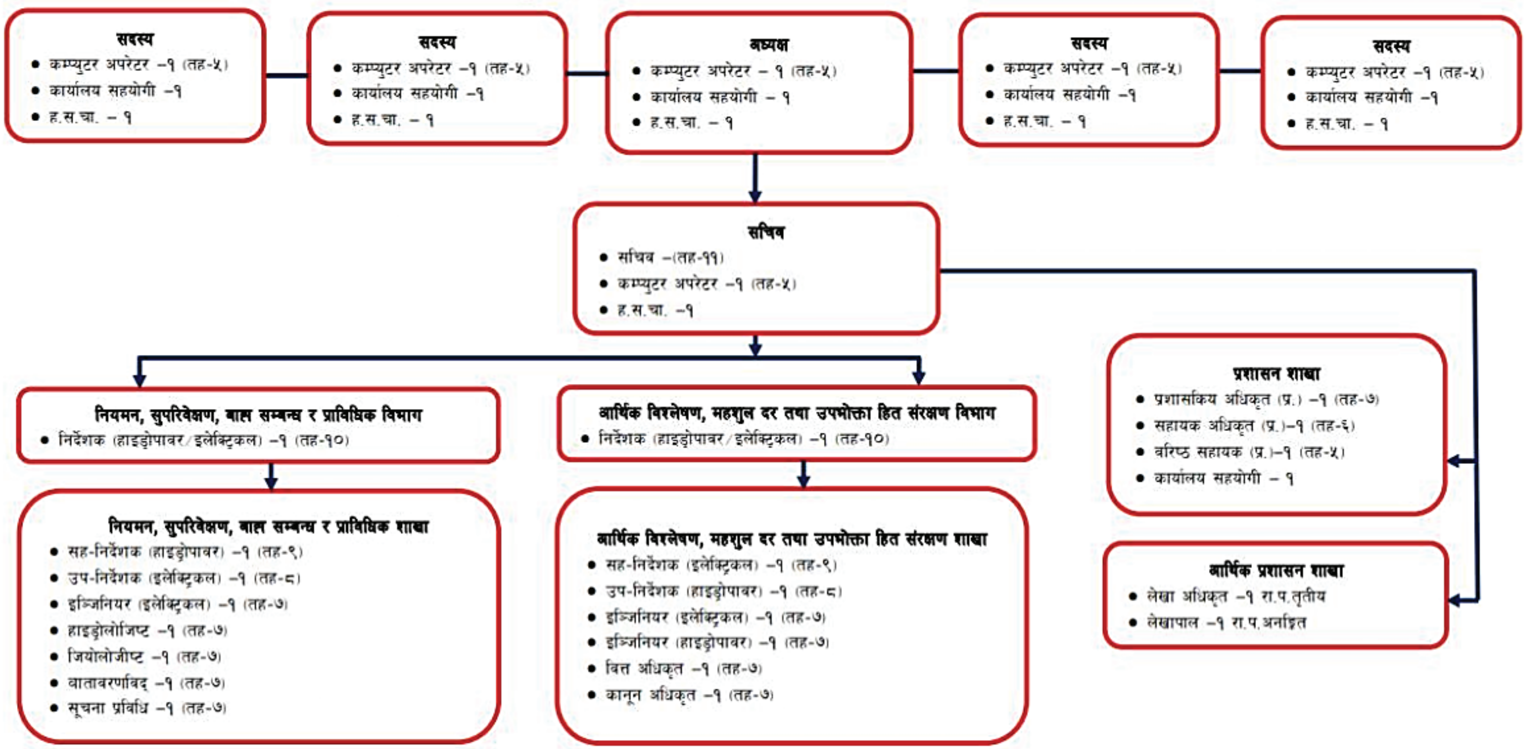
संस्थागत दृष्टिले पनि आर्थिक वर्ष २०८२/८३ आयोगको क्षमता अभिवृद्धिको महत्त्वपूर्ण चरण रह्यो। कर्मचारी प्रशासनसम्बन्धी विनियमावलीको कार्यान्वयनपछि लोक सेवा आयोगको सहकार्यमा कर्मचारी पदपूर्ति अघि बढाई स्थायी जनशक्ति संरचना विकास गरिएको छ। साथै दक्षिण एसियाली पूर्वाधार नियमन मञ्च (SAFIR) को सदस्यतामार्फत क्षेत्रीय नियामकीय अनुभव, ज्ञान तथा असल अभ्याससँग आयोगको संस्थागत सम्बन्ध विस्तार भएको छ। यसबाट आयोगको नियामकीय क्षमता अभिवृद्धि, ज्ञान आदानप्रदान तथा अन्तर्राष्ट्रिय अभ्यासको अध्ययनका लागि थप अवसर सिर्जना भएको छ।

समग्रमा, आर्थिक वर्ष २०८२/८३ लाई आयोगको नियामकीय विकास यात्रामा नियामकीय आधार निर्माणबाट कार्यान्वयन र बजार सुधारतर्फको वर्षका रूपमा लिन सकिन्छ। आगामी दिनमा यी सुधारहरूको प्रभावकारी कार्यान्वयन, संस्थागत क्षमता, नियामकीय अनुपालन र बजारका सहभागीबीचको समन्वयमा आयोगले विशेष ध्यान दिनुपर्नेछ। त्यसैले आयोगले आगामी कार्यदिशामा खुला पहुँचको प्रभावकारी कार्यान्वयन, प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत बजारको विकास, उपभोक्ता हितको संरक्षण, जलाशय तथा भण्डारण आयोजनामा लगानी प्रवर्द्धन, महसुल नियमनको थप वैज्ञानिक विकास, सीमापार विद्युत व्यापारका लागि आवश्यक नियामकीय व्यवस्था, डिजिटल नियमन तथा प्रमाणमा आधारित निर्णय प्रणालीलाई प्राथमिकताका साथ अघि बढाउनेछ। यसरी आयोग आफ्नो कानूनी अधिकारक्षेत्र, स्वतन्त्र नियामकीय भूमिका र सार्वजनिक जवाफदेहितालाई केन्द्रमा राख्दै नेपालको विद्युत क्षेत्रलाई प्रतिस्पर्धात्मक, विश्वसनीय, पारदर्शी, उपभोक्तामैत्री तथा दीर्घकालीन रूपमा दिगो विद्युत बजारतर्फ रूपान्तरण गर्ने दिशामा निरन्तर अघि बढ्ने प्रतिबद्धता व्यक्त गर्दछ ।

अनुसूची १

अनुसूची १ : विद्युत नियमन आयोगको स्वीकृत सङ्गठनात्मक संरचना

आयोगको सङ्गठनात्मक संरचना



माननीय ऊर्जा जलश्रोत तथा सिँचाइ मन्त्री श्री विराजभक्त श्रेष्ठसमक्ष आयोगका अध्यक्ष डा. राम प्रसाद धितालको सपथ ग्रहण

आयोगको सातौँ वार्षिक कार्यक्रमको समारोह

माननीय मन्त्री श्री विराजभक्त श्रेष्ठ तथा ऊर्जा सचिव श्री सरिता दवाडी समक्ष आयोगका नवनियूक्त माननीय अध्यक्ष डा. राम प्रसाद धिताल र सदस्य श्री जयराज भण्डारी, श्री लोकराज पाठक तथा श्री बलराम सिलवाल

आयोगका नवनियूक्त कर्मचारीहरूको क्षमता अभिवृद्धि सम्बन्धी तालिम

खण्ड (ख)

'विद्युत सुशासन'
(विद्युत नियमन आयोगको स्मारिका-२०८३, वर्ष २, अङ्क २)

विद्युत् सुशासन

(विद्युत् नियमन आयोगको स्मारिका, २०८३)

वर्ष २, पूर्णांक २ (२०८३ साल बैशाख)

सम्पादक मण्डल

डा. झमक प्रसाद शर्मा
नविन राज सिंह
जङ्ग बहादुर डाँगी
विकास डङ्गोल
सन्तोष पराजुली

प्रकाशक

विद्युत् नियमन आयोग

सानोगौचरण, काठमाडौँ, नेपाल

विद्युत् सुशासन

(विद्युत् नियमन आयोगको स्मारिका, २०८३)

प्रकाशक : विद्युत् नियमन आयोग

प्रकाशन मिति : २०८३ भदौ

प्रकाशित संख्या : ५०० प्रति

यस स्मारिकामा प्रकाशित लेखरचनाहरुमा अभिव्यक्त विचार तथा धारणाहरु सम्बन्धित लेखकका निजी विचारहरु हुन् । त्यसमा आयोग, आयोगका पदाधिकारी, सम्पादक वा आयोगका कर्मचारीको कुनै जवाफदेहिता हुनेछैन ।

बिषयसूची

सि.नं.	शीर्षक	लेखक	पृष्ठ
	विद्युत् नियमन आयोगका अतिथि लेखक महानुभावहरु		
१.	Electricity Sector Regulation: Analytical Review, Theoretical and Practical Dimensions, and Policy Implications for Nepal	✍ Er. Anup Kumar Upadhyay	१
२.	संस्थागत सुशासनको अवधारणा र जलविद्युत् क्षेत्रमा यसको सान्दर्भिकता	✍ अर्जुन कुमार गौतम	८
३.	ऊर्जा विकासमा विद्युत् नियमन आयोगको भूमिका	✍ गणेश कार्की	१७
४.	विद्युत् क्षेत्रको विकासमा विद्युत् नियमन आयोगको भूमिका	✍ चिरञ्जीवी चटौत	२१
५.	विद्युत्सँग सम्बन्धित प्रचलित नेपाल कानुनहरूमा उपभोक्ता अधिकार संरक्षणको अवस्था र सुधार गर्नुपर्ने बिषयहरू	✍ ज्योति बानिया	२४
६.	प्रसारण पूर्वाधार विकासका लागि महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि विद्युत् विकासको रूपान्तरणकारी अवधारणा	✍ तोयानाथ अधिकारी	३४
७.	Operational Frequency Characteristics of the Integrated Nepal Power System (INPS): A Comprehensive Statistical Analysis	✍ Sandeep Neupane	४६
८.	Arbitration and Setting Aside of Arbitral Award: Case Review	✍ Nabin Khatri	५२
९.	Electricity Sector of Nepal	✍ Shiksha Bhusal	६०
१०.	Building the Regulator Nepal Needs	✍ Bikash Uprety	६६
११.	Nepal's Energy Scenario, Cross-Border Grid Connectivity & Regional Power Trade	✍ Bimal Gyawali	७२
१२.	विद्युत कम्पनीको शेयर निष्कासनको नियमन: नियामकीय स्पष्टता र सेवाग्राहीमैत्री सेवा प्रवाह	✍ मन देवी श्रेष्ठ	८०
१३.	विद्युत् नियमनमा सरोकारवालासँगको सार्वजनिक सञ्चार	✍ भीम गौतम	८४

सि.नं.	शीर्षक	लेखक	पृष्ठ
१४.	सार्वजनिक संस्थाको असली शक्ति आर्जन गर्न प्रभावकारी सञ्चारको भूमिका	डा. रघु मैनाली	९०
१५.	Deployment of Smart Meters for Enabling Efficient and Transparent Open Access in Transmission/Distribution Lines	Ranju Pandey	९३
१६.	सुशासनयुक्त संस्था एक अभीष्ट	रमेश कुमार अर्याल	९८
१७.	Open Access (Directives), 2082: Transforming Nepal's Electricity Market	Rajib Dahal Sanjeev Pokharel	१०३
१८.	Navigating LDC Graduation in Nepal: Implications for Labour Markets and Inclusive Social Protection Policies	Ram Kumar Phuyal, PhD.	१०८
१९.	प्रसारण सञ्जालको दशक बनोस् ८० को दशक	डा. विष्णुप्रसाद गौतम	१३२
२०.	ELECTRICITY TARIFF SETTING: SIMPLE MATHEMATICS AS WELL AS REASONABLE JUDGMENT	Sher Singh Bhat	१३६
२१.	Adjudicating Electricity Disputes in Nepal: Framework, Global Lessons, and the Road Ahead for ERC	Santosh Parajuli	१४१
२२.	From Geohazards to Governance: Integrating Engineering Geological Expertise into Electricity Regulation Frameworks in Nepal	Rajan Tiwari	१४८
२३.	PRAGMATIC LICENSING OF ENERGY INFRASTRUCTURES	Saroj Koirala	१५७
२४.	Strategic Imperative and Feasibility of Establishing a Wholesale Electricity Market in Nepal	Suddhasatta Kundu Shubham Behl Swapnil Mehra	१६१
२५.	Institutional Strength, Global Expertise: ERC's Reform Model	Sujoy Kumar Das	१७१
२६.	Handling Seasonal Energy Surplus in Nepal: Regulatory Approach for an Expanding Hydropower System	Saurab Dhakal	१७८
२७.	Strengthening ERC's Institutional Capacity: Collaboration between ERC and Green Growth Nepal	Dr. Hiramani Ghimire Medha Joshi	१८०

सि.नं.	शीर्षक	लेखक	पृष्ठ
विद्युत् नियमन आयोगमा पूर्व तथा कार्यरत लेखक महानुभावहरु			
२८.	विद्युत् नियमन आयोगमा सेवाग्राहीको अपेक्षा, प्राप्त सेवा तथा सुधारका सम्भावित क्षेत्रहरू	✍ अम्बिका बस्नेत	१८९
२९.	Power Purchase Agreement (PPA): An Overview	✍ Dr. Jhamak Prasad Sharma	१९२
३०.	A concept note Optimal BESS Expansion and Dispatch Model for Hydropower and Regional Trade Based Power Grid	✍ Deependra Neupane	२०१
३१.	Electricity Regulatory Commission (ERC): Regulation, Digitalization and the Journey Ahead.	✍ Prabesh Pokhrel	२०९
३२.	Infrastructure Regulation and Electricity Market Design: Theory, Global Practice, and Nepal's Evolving Power Sector	✍ Bishal Shrestha	२११
३३.	विद्युत् नियमन आयोगको संस्थागत विकास, नियामकीय सुदृढीकरण तथा विवाद समाधान	✍ डा. राम प्रसाद धिताल	२१९
३४.	Who Watches the Dams? Regulating Nepal's Hydropower from the First Excavation to the Final Drop of Spillway	✍ Subhash Subedi	२३२
विद्युत् नियमन आयोगको विशेष दस्तावेज			
३५.	पञ्चकन्या प्लास्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा. लि. बिरुद्ध नेपाल विद्युत् प्राधिकरण समेत भएको नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्क लाइनको बक्यौता विद्युत् महसुल सम्बन्धी विवाद नं:- ०८२-DR-००१ उपर विद्युत् नियमन आयोगले मिति २०८२।१२।१ मा गरेको फैसलाको पूर्ण पाठ		२४१

विद्युत् नियमन आयोगका अतिथि लेखक महानुभावहरु

Electricity Sector Regulation: Analytical Review, Theoretical and Practical Dimensions, and Policy Implications for Nepal

Er. Anup Kumar Upadhyay[1]

Abstract

The electricity sector is a cornerstone of economic development, industrialization, and social welfare. Effective regulation is essential to ensure efficiency, financial sustainability, and equitable access. This paper presents an integrated analytical review, combining theoretical foundations and practical implementation challenges of electricity sector regulation. It further evaluates international regulatory models and derives policy-relevant lessons for Nepal. The study argues that while regulatory theory provides robust frameworks—such as natural monopoly regulation, cost-reflective tariffs, and market liberalization—their success depends on institutional capacity, governance quality, and political economy factors. Strengthening regulatory independence, enhancing market mechanisms, and advancing regional integration are critical for Nepal's energy future.

Keywords

Electricity Regulation; Analytical Review; Natural Monopoly; Tariff Design; Energy Policy; Nepal; Cross-Border Electricity Trade

1. Introduction

Electricity is a fundamental enabler of economic productivity and human development. For developing economies, access to reliable and affordable electricity directly influences industrial growth, employment generation, and quality of life. Nepal, endowed with significant hydropower resources, has the potential to transform into a regional energy exporter. However, achieving this vision depends largely on the effectiveness of its regulatory framework.

This paper integrates three core dimensions:

- Analytical review of electricity sector regulation
- Theoretical underpinnings of regulatory frameworks
- Practical challenges in implementation

By combining these perspectives, the paper provides a comprehensive assessment of regulatory effectiveness and proposes policy reforms tailored to Nepal.

1 The author is Ex Secretary of Government of Nepal (M 9851222248) . -- Editors.

2. Analytical Review of Electricity Sector Regulation

Electricity sector regulation has undergone significant transformation over the past decades. The analytical review identifies three major phases:

2.1 Vertically Integrated State Monopoly

Historically, electricity systems were managed by state-owned utilities responsible for generation, transmission, and distribution. While this model enabled infrastructure expansion, it often led to inefficiencies, financial deficits, and lack of innovation.

2.2 Structural Reforms and Unbundling

From the 1980s onward, many countries adopted reforms aimed at:

- Unbundling utilities into separate entities
- Introducing private sector participation
- Establishing independent regulatory authorities
- These reforms sought to improve efficiency and reduce fiscal burdens.

2.3 Market-Based Regulatory Systems

Advanced economies have transitioned toward competitive electricity markets. Regulatory focus has shifted to:

- Market oversight and competition enforcement
- Grid reliability and system stability
- Consumer protection and tariff transparency

This evolution underscores the need for regulatory systems to continuously adapt to technological advancements and evolving market dynamics in order to remain effective and responsive.

3. Theoretical Foundations of Electricity Regulation

3.1 Natural Monopoly and Market Failure

Transmission and distribution networks exhibit characteristics of natural monopoly due to high fixed costs and network externalities. Without regulation, monopolistic entities may exploit market power, leading to inefficiency and inequitable pricing.

3.2 Tariff Design and Economic Efficiency

Efficient tariff design is central to electricity regulation. Key principles include:

- Cost-reflective tariffs
- Marginal cost pricing
- Incentive-based regulation (e.g., price-cap models)
- These approaches aim to balance efficiency, equity, and financial sustainability.

3.3 Competition and Market Liberalization

Competition in generation enhances efficiency and innovation. However, it requires:

- Transparent market rules
- Effective monitoring mechanisms
- Strong regulatory oversight

3.4 Regulatory Governance

An independent regulatory authority ensures:

- Credibility and investor confidence
- Policy stability
- Protection against political interference

4. Practical Dimensions and Implementation Challenges

While policy frameworks provide clear direction, the effectiveness of energy sector reform ultimately depends on implementation, where institutional, political, and structural factors in countries like Nepal may influence the pace and outcomes of progress. A nuanced understanding of these dimensions is therefore essential for designing practical and sustainable interventions.

4.1 Institutional Capacity Constraints

Regulatory bodies play a pivotal role in tariff setting and market oversight; however, they may face constraints related to human resources, technical expertise, and financial autonomy, which can affect overall effectiveness. Limited and non-independent funding can further constrain research, monitoring, and enforcement functions, underscoring the importance of continued capacity building, technological enhancement, and sustainable financing mechanisms.

4.2 Political Economy Considerations

Energy sector reforms, particularly tariff adjustments and infrastructure investments, are inherently sensitive and often shaped by broader socio-political considerations. As a result, reform processes may evolve gradually, requiring careful stakeholder engagement, transparent communication, and phased approaches that balance economic objectives with social priorities.

4.3 Data and Transparency Issues

Robust regulatory outcomes depend on the availability of accurate and timely data; however, limitations in data systems may create information gaps and affect decision-making processes. Strengthening data infrastructure, standardizing reporting practices, and enhancing transparency can support more informed regulation and build stakeholder confidence.

4.4 Regulatory Capture

Maintaining regulatory independence remains important, as there is a potential for undue influence from sector stakeholders or external actors. Strengthened governance frameworks, clear conflict-of-interest provisions, and transparent processes can help reinforce accountability and preserve institutional credibility.

4.5 Infrastructure and Market Limitations

Infrastructure and market conditions are critical enablers of sector performance, yet existing transmission constraints and evolving market structures may limit efficiency and cross-border trade opportunities. Addressing these challenges through coordinated investment in grid expansion, modernization, and market development will be essential to support competition, efficiency, and regional integration.

5. Nepal's Electricity Sector: Analytical Assessment

Nepal's electricity sector has undergone a significant transformation over the past decade, marked by steady progress in hydropower development and growing participation from the private sector. Installed capacity has increased, power shortages have reduced, and the country has moved closer to achieving energy self-sufficiency during certain seasons. These developments signal a positive trajectory. However, beneath this progress lie structural challenges that continue to constrain the sector's long-term sustainability and regional competitiveness.

One of the most pressing issues is that **tariffs are not fully cost-reflective**. Electricity pricing in Nepal has historically been influenced by social and political considerations, often leading to rates that do not adequately cover the true costs of generation, transmission, and distribution. This creates financial stress for utilities and limits their ability to invest in maintenance and expansion. Without gradual tariff rationalization, the sector risks underinvestment and declining service quality over time.

Another critical challenge is **limited institutional capacity**. While sector institutions have evolved, gaps remain in technical expertise, regulatory enforcement, and strategic planning. These limitations affect project implementation, system management, and policy execution. Strengthening institutional capacity—through training, modernization, and improved governance—is essential to ensure that the sector can effectively respond to growing demand and increasing complexity.

Transmission infrastructure inadequacy also poses a major bottleneck. Although generation capacity is expanding, the transmission network has not kept pace. This results in congestion, energy losses, and constraints on evacuating power from hydropower plants, particularly in remote areas. Insufficient cross-border transmission capacity further limits Nepal's ability to engage in large-scale electricity trade with neighboring countries. Addressing this gap requires substantial investment in high-capacity transmission lines and grid modernization.

In addition, **regulatory uncertainty continues to affect investor confidence**. Frequent policy changes, delays in approvals, and lack of clarity in regulatory processes create risks for both domestic and foreign investors. A predictable and transparent regulatory environment is crucial for attracting long-term capital, especially in capital-intensive infrastructure projects like hydropower and transmission.

Despite these constraints, Nepal's fundamentals remain highly promising. The country possesses vast hydropower potential and is strategically located between two major energy markets—India and China, with growing prospects of trade with Bangladesh. This geographic advantage, combined with increasing regional demand for clean energy, positions Nepal as a potential exporter of renewable electricity.

6. Policy Recommendations

A coherent and forward-looking policy framework is essential for Nepal to fully realize its energy potential and strengthen its position within the regional power market. The following recommendations focus on regulatory reform, tariff rationalization, and market development—three pillars that can drive efficiency, transparency, and sustainability in the energy sector.

6.1 Strengthening Regulatory Independence

An independent and competent regulatory framework is fundamental to ensuring fairness, transparency, and investor confidence in the energy sector. Regulatory bodies must be insulated from undue political and institutional influence to make objective, evidence-based decisions.

Ensuring **legal and financial autonomy** is the first step. Regulatory institutions should have clear statutory authority, independent budgetary allocations, and the ability to operate without external interference. This autonomy enables regulators to enforce compliance, set tariffs, and adjudicate disputes in a neutral and credible manner.

At the same time, enhancing **technical capacity and governance mechanisms** is equally critical. Regulators must be equipped with skilled personnel, modern analytical tools, and access to reliable data. Strengthening internal governance—through transparent procedures, accountability systems, and stakeholder engagement—will further improve decision-making quality. Together, autonomy and capacity create a regulatory environment that fosters stability and long-term investment.

6.2 Tariff Reform

Tariff structures in Nepal must evolve to reflect the true cost of electricity generation, transmission, and distribution while ensuring social equity. A balanced approach is required to maintain financial sustainability without placing undue burden on consumers.

The gradual implementation of **cost-reflective tariffs** is essential. This involves aligning electricity prices with actual costs, reducing cross-subsidization, and improving the financial health of utilities. Phased reforms can help mitigate shocks to consumers and allow time for adaptation.

However, tariff reform must be accompanied by **targeted subsidies for vulnerable populations**. Instead of broad, inefficient subsidies, well-designed support mechanisms should focus on low-income households and critical sectors. This ensures that affordability is maintained while minimizing fiscal strain and market distortions. Such targeted interventions promote both equity and efficiency.

6.3 Market Development

Developing a competitive and transparent electricity market is essential for efficient resource use and increased private sector participation. Nepal's transition requires phased implementation, with a key priority on promoting open access to transmission networks to ensure non-discriminatory use, foster competition, reduce entry barriers, and optimize infrastructure utilization.

6.4 Infrastructure Investment

Infrastructure investment is critical for energy transition and regional integration. Expanding cross-border transmission lines will enable larger electricity trade, while modernizing domestic grid systems will improve reliability, reduce losses, and support renewable integration. Together, these measures will strengthen Nepal's position in regional energy markets.

6.5 Digitalization and Transparency

Digitalization is vital for improving efficiency, accountability, and trust in the energy sector. Deploying smart metering systems enhances monitoring, reduces losses, and improves revenue collection, while real-time data platforms support informed decision-making and grid management. Strengthened digital transparency further promotes accountability and operational efficiency.

7. Regional Energy Integration

Regional energy integration is a key driver of sustainable growth and energy security in South Asia. For Nepal, with significant hydropower potential but seasonal and infrastructure constraints, deeper regional cooperation offers a pathway to become a regional energy hub through policy alignment, expanded trade, and grid integration.

Harmonizing regulatory frameworks with neighboring countries is a critical priority, as aligning policies and technical standards—particularly with India and Bangladesh—can reduce transaction costs, enhance investor confidence, and ensure predictability for long-term investments.

Expanding cross-border electricity trade agreements is equally important, as

strengthening bilateral and trilateral arrangements can unlock larger markets, stabilize revenues, and ensure reliable supply through seasonal energy exchange.

Grid integration is another essential pillar, where interconnected systems, supported by high-capacity transmission and synchronized operations, can improve efficiency, reduce losses, and enhance resilience while supporting renewable energy integration.

Overall, these measures will strengthen energy security, improve economic efficiency, and position Nepal as a competitive participant in the regional electricity market.

8. Conclusion

In conclusion, Nepal's electricity sector stands at a pivotal juncture, where recent progress must be consolidated through carefully calibrated reforms in tariffs, infrastructure, institutional capacity, and regulatory stability. Strengthening the competency, professionalism, and independence of regulators, along with enhancing the technical capacity of personnel within the regulatory commission, will be essential to ensure credible, consistent, and evidence-based decision-making.

Effective implementation of reforms, supported by transparent governance and sustained policy commitment, will be critical in addressing existing structural constraints. In this context, a balanced approach that integrates regulatory reform, market development, and regional energy cooperation can unlock Nepal's full energy potential. By advancing these priorities, Nepal is well-positioned not only to meet its domestic energy needs but also to emerge as a reliable participant in regional electricity trade, contributing to long-term economic growth, energy security, and regional stability.

References :

Joskow, P. L. (2008). Lessons learned from electricity market liberalization. The Energy Journal, 29(Special Issue), 9–42.

Kahn, A. E. (1988). The economics of regulation: Principles and institutions. MIT Press.

Newbery, D. (1999). Privatization, restructuring, and regulation of network utilities. MIT Press.

World Bank. (2020). Electricity sector reform: A review of global experiences. World Bank Publications.

International Energy Agency. (2021). Electricity market report. IEA.

Bhattacharyya, S. C. (2011). Energy economics: Concepts, issues, markets and governance. Springer.

Government of Nepal, Ministry of Energy. (2022). National Energy Policy Framework. Kathmandu.

संस्थागत सुशासनको अवधारणा र जलविद्युत् क्षेत्रमा यसको सान्दर्भिकता

✍ अर्जुन कुमार गौतम[१]

सारांश

संस्थागत सुशासनको अवधारणा दिगो विकास, आर्थिक रूपान्तरण र जनविश्वास अभिवृद्धिका लागि अत्यन्त महत्त्वपूर्ण मानिन्छ। संस्थागत सुशासनको असल प्रयोगले पारदर्शिता, उत्तरदायित्व, सहभागिता, कानूनी शासन र प्रभावकारितालाई सुनिश्चित गर्दै संस्थाहरूलाई व्यवस्थित, विश्वासिलो र परिणाममुखी बनाउन सहयोग गर्दछ। यसले निर्णय प्रक्रिया स्पष्ट बनाउनुका साथै स्रोत–साधनको उचित उपयोग र सेवा प्रवाहको गुणस्तर सुधारमा योगदान पुऱ्याउँछ। नेपालको जलविद्युत् क्षेत्र तीव्र लगानी, निजी क्षेत्रको बढ्दो सहभागिता र सार्वजनिक पूँजीको व्यापक परिचालनसँग जोडिएको हुँदा यस क्षेत्रमा सुशासनको आवश्यकता झन् बढी देखिन्छ। लगानी सुरक्षा, न्यूनतम प्रतिफल सुनिश्चितता तथा वित्तीय जोखिम व्यवस्थापनका लागि पारदर्शी नीति, स्पष्ट प्रक्रिया र उत्तरदायी व्यवस्थापन अपरिहार्य छन्। नीतिगत अस्थिरता, संस्थागत समन्वयको अभाव, भ्रष्टाचार, ढिलासुस्ती र प्राविधिक कमजोरी जस्ता चुनौतीहरूले यस क्षेत्रको संस्थागत सुशासनलाई कमजोर बनाइरहेको अनुभव हुन्छ। यस्ता समस्याहरू समाधान गर्न सक्षम, स्वतन्त्र र उत्तरदायी नियामक निकायको भूमिका निर्णायक हुन्छ। विशेषगरी विद्युत् नियमन आयोगले पारदर्शी नियामकीय वातावरण निर्माण, वैज्ञानिक ट्यारिफ निर्धारण, प्रभावकारी अनुगमन, उपभोक्ता हित संरक्षण तथा संस्थागत समन्वय प्रवर्द्धन गर्नुपर्ने देखिन्छ।

१. संस्थागत सुशासनको अवधारणा:

संस्थागत सुशासन आधुनिक संस्थागत व्यवस्थापन तथा विकास प्रशासनको अत्यन्त महत्त्वपूर्ण आयाम बन्दै गएको छ। प्रजातान्त्रिक शासन प्रणालीमा कुनै पनि देशलाई दिगो विकास, लोकतान्त्रिक सुदृढीकरण, आर्थिक रुपान्तरण तथा सामाजिक न्याय सुनिश्चित गर्दै लोक कल्याणकारी राज्यको रुपमा स्थापित गर्ने ध्येय राखिएको हुन्छ। यसका लागि राज्यका सबै अङ्ग तथा मातहतका निकायहरू पारदर्शी, उत्तरदायी, प्रभावकारी एवम् विधिसम्मत तरिकाले सञ्चालन हुन आवश्यक हुन्छ। यही सन्दर्भमा आजकल संस्थागत सुशासनको अवधारणलाई व्यापक र वृहद् दृष्टिकोणबाट बुझ्ने गरेको पाईन्छ। राज्य संरचना अन्तर्गतका शासकीय अङ्गहरू, सार्वजनिक निकायहरू, निजी प्रतिष्ठान लगायत गैरसरकारी तथा सामाजिक संस्थाहरूलाई पारदर्शी, जवाफदेही र परिणाममुखी बनाउन अभिप्रेरित गर्ने शासकीय सिद्धान्त नै संस्थागत सुशासन हो। संस्थागत सुशासन केवल संस्था सञ्चालन तथा व्यवस्थापनको प्रशासनिक प्रक्रिया मात्र नभई सरोकारवालाहरू प्रति जवाफदेही र जिम्मेवार हुने तथा सार्वजनिक विश्वसनीयता अभिबृद्धि गर्ने प्रमुख शासकीय पद्धति पनि हो।

१ लेखक हाइड्रोइलेक्ट्रिसिटि इन्भेस्टमेन्ट एण्ड डेभलपमेन्ट कम्पनी लिमिटेडका पूर्व कार्यकारी अधिकृत हुनुहुन्छ (मो ९८५१२१८४६०)। सम्पादक

संस्थागत सुशासन भन्नाले राज्य मातहतका निकायहरू प्रचलित कानून तथा नीति नियम, स्रोत साधन र संरचनाहरूलाई प्रभावकारी रूपमा उपयोग गरी पारदर्शी, उत्तरदायी, सहभागितामूलक, मितव्ययी र न्यायपूर्ण ढंगले काम गर्ने कार्यसंस्कृतिलाई जनाउँछ। यसले संस्थाको निर्णय प्रक्रिया, स्रोत व्यवस्थापन र सेवा प्रवाहलाई व्यवस्थित बनाउँछ र उपलब्धिमा गुणात्मक सुधार ल्याउदछ। सर्वसाधारण तथा सरोकारवालाहरूको अपनत्व र विश्वास अभिबृद्धि गरी संस्थालाई दीगो एवम् सुदृढ बनाउनु यसको प्रमुख ध्येय हो। संयुक्त राष्ट्र संघले सुशासनलाई सार्वजनिक स्रोतहरूको व्यवस्थापन गर्दा पारदर्शिता, उत्तरदायित्व, कानूनी शासन र सहभागिता सुनिश्चित गर्ने प्रक्रिया भनेर व्याख्या गरेको छ। त्यसैगरी विश्व बैंकका अनुसार सुशासन भनेको आर्थिक तथा सामाजिक स्रोतहरूको व्यवस्थापन गर्ने तरिका हो। यी दृष्टिकोणहरूले सुशासनलाई समग्र विकाससँग जोडिएको व्यापक अवधारणाको रूपमा प्रस्तुत गर्छन्।

संस्थागत सुशासनका मूलभूत तत्वहरूमा पारदर्शिता, उत्तरदायित्व, सहभागिता, कानूनी शासन, प्रभावकारिता र समानता पर्दछन्। पारदर्शिताले संस्थाका कामकारवाही र निर्णयहरू खुला र स्पष्ट बनाउँछ। यसले संस्थाका सूचनाहरूमा सरोकारवालाहरूको सहज पहुँच सुनिश्चित गर्छ। उत्तरदायित्वले निर्णयकर्ताहरूलाई आफ्ना कार्य वा निर्णय प्रति जवाफदेही र जिम्मेवार बनाउँछ। सहभागिताले नागरिक तथा सरोकारवालाहरूको निर्णय प्रक्रियामा यथोचित संलग्नता सुनिश्चित गर्छ। यसले नीति निर्माणलाई थप व्यवहारिक, समावेशी र कार्यान्वयनयोग्य बनाउनाका साथै संस्थाका कृयाकलाप प्रति सरोकारवालाहरूको अपनत्व कायम गर्न सहयोग पुर्याउछ। कानूनी शासनले संस्थाका सबै कार्य र निर्णयहरूलाई कानुनको दायराभित्र राख्छ। यसले संस्थाका हरेक गतिविधिलाई विधिसम्मत बनाउँछ। प्रभावकारिता र दक्षताले उपलब्ध स्रोत साधनको अधिकतम उपयोग र मितव्ययी परिचालन सुनिश्चित गर्छ। साथै, समानता र समावेशीताले समाजका सबै वर्गलाई समान अवसर प्रदान गर्न मद्दत गर्दछ। समग्रमा, संस्था सञ्चालनसँग सम्वन्धित ऐन, नीति, नियम तथा कार्यविधिको पर्याप्तता, तिनको पूर्ण पालनाको सुनिश्चितता एवम् संस्थाका कृलाकलापहरूको निगरानीका लागि सुदृढ र सक्षम नियामकको व्यवस्था नै प्रभावकारी संस्थागत सुशासनका पूर्वशर्त हुन।

२. संस्थागत सुशासनको महत्त्वः

आजको जटिल र प्रतिस्पर्धात्मक विश्वमा कुनै पनि देश, संस्था वा संगठनको सफलता केवल उपलब्ध स्रोत, साधन र क्षमतामा मात्र निर्भर हुँदैन। त्यसको सञ्चालन तथा व्यवस्थापन कति पारदर्शी, उत्तरदायी, विधिसम्मत र प्रभावकारी छ भन्ने कुरामा पनि धेरै हदसम्म निर्भर हुन्छ। यस सन्दर्भमा संस्थागत सुशासनको आवश्यकता र सान्दर्भिकता पछिल्ला दिनहरूमा झनै महत्त्वपूर्ण बन्दै गएको छ। सुशासनको प्रवर्द्धनले संस्थाहरूलाई व्यवस्थित, विश्वासिलो, जनउत्तरदायी र परिणाममुखी बनाउँदै दीर्घकालीन लक्ष प्राप्तिको आधार तयार गर्न सहयोग गर्छ। विशेषतः विकासशील देशहरू, जहाँ स्रोत साधन सीमित हुन्छ, व्यवस्थापकीय चुनौतीहरू धेरै हुन्छन्, निजी क्षेत्र सुदृढ र सक्षम भइसकेको हुदैन, अनुशासन र इमान्दारी कमजोर हुन्छ, जनताहरू सचेत र जागरुक हुदैनन् त्यहाँ संस्थागत सुशासनको सान्दर्भिकता अझै बढी हुन्छ।

संस्थागत सुशासनको अवधारणा कुनै पनि संस्था एवम् त्यसको सञ्चालनमा संलग्न व्यक्ति तथा पदाधिकारीहरूलाई इमान्दार, अनुशासित र जवाफदेही बनाउने विषयमा सान्दर्भिक हुन्छ। जब संस्थामा स्पष्ट नीति, नियम र कार्यप्रणाली निर्माण गरिन्छ र तदनुरुपको कार्यसंस्कृतिको विकास गरिन्छ, तब निर्णय प्रक्रिया सहज र प्रभावकारी हुन्छ। यसले अनियमितता, ढिलासुस्ती र अस्पष्टता कम गर्छ। यदि सुशासन नहुने हो भने संस्थामा अराजकता, स्वेच्छाचारिता र स्रोत, साधनको दुरुपयोग बढ्ने सम्भावना रहन्छ। तसर्थ, संस्थालाई सही दिशामा सञ्चालन गर्न संस्थागत

सुशासन पहिलो शर्त हो।

संस्थागत सुशासनको अर्को महत्त्वपूर्ण पक्ष भनेको आर्थिक अनियमितता र भ्रष्टाचार नियन्त्रण गर्दै आर्थिक अनुशासन कायम गर्नु हो। सुशासनले पारदर्शिता र जवाफदेहिताको प्रवर्द्धन गर्ने भएकाले संस्थाभित्र आर्थिक अनियमितता र भ्रष्टाचारका सम्भावनाहरू घटाउँछ। जब प्रत्येक निर्णय प्रक्रिया खुला र पारदर्शी हुन्छन्, निर्णयकर्ताहरूलाई विधि र पद्धतिले बाँधेको हुन्छ, जिम्मेवार व्यक्तिहरू आफ्नो कार्य र निर्णयप्रति जवाफदेही हुनुपर्छ, स्थापित विधि र पद्धतिबाट विचलित हुनेलाई नियामकीय डण्डा प्रयोग गरिन्छ, तब अनियमितता गर्न कठिन हुन्छ। तसर्थ, संस्थागत सुशासनलाई भ्रष्टाचार नियन्त्रण र आर्थिक अनुशासन कायम गर्ने प्रभावकारी माध्यमका रूपमा लिइन्छ। विकासशील देशहरूमा भ्रष्टाचार एक प्रमुख चुनौती भएकाले सुशासनको आवश्यकता र सान्दर्भिकता अझ बढेको छ।

संस्थागत सुशासनको अर्को महत्त्वपूर्ण पक्ष सार्वजनिक विश्वसनीयता कायम राख्नु हो। कुनै पनि संस्था सफल हुनका लागि नागरिक वा सेवाग्राहीको विश्वास र अपनत्वको वातावरण विकास हुन अत्यावश्यक हुन्छ। जब संस्था पारदर्शी, निष्पक्ष र उत्तरदायी हुन्छ, विधिसम्मत तरिकाले सञ्चालन हुन्छ, सरोकारवालाको यथोचित र सम्मानजनक सहभागिता हुन्छ, तब संस्थाप्रति नागरिकहरूको विश्वास बढ्छ। जनविश्वासले मात्र संस्थाहरूलाई दीर्घकालीन रूपमा स्थिर र प्रभावकारी बनाउँछ।यदि जनविश्वास कमजोर भयो भने संस्थाहरूको वैधता (legitimacy) र भविष्य नै संकटमा पर्न सक्छ।

संस्थागत सुशासनले सेवा प्रवाहमा गुणस्तर र पहुँच सुधार गर्न पनि मद्दत गर्दछ। प्रभावकारी प्रशासनिक प्रक्रिया, नियामकीय सकृयता, प्रविधिको प्रयोग र उत्तरदायी संयन्त्रहरूले सेवालाई छिटो, सरल, सुलभ र गुणस्तरीय बनाउँछन्। यसले सेवाग्राहीको समय र लागत बचत हुन्छ र सन्तुष्टि बढाउँछ। सार्वजनिक निकायहरूबाट गुणस्तरीय वस्तु तथा सेवा प्राप्त गर्ने जनताको अधिकारको प्रत्याभूति हुन्छ। विशेषगरी स्वास्थ्य, शिक्षा, विद्युत्, खानेपानी आदि जस्ता आधारभूत सेवाहरू, बैकिङ्ग तथा बीमा सेवा तथा अन्य सार्वजनिक सेवाहरूको गुणस्तरमा सुशासनको प्रभाव प्रत्यक्ष रूपमा देखिन्छ।

संस्थागत सुशासनको महत्त्व मुलुकको समृद्धि र आर्थिक विकाससँग पनि गहिरो रूपमा जोडिएको हुन्छ। संस्थागत सुशासनको अवधारणा संस्थाको कार्यसंस्कृतिको रुपमा विकास हुन सके यसले लगानीको सुरक्षा गर्न तथा लगानीकर्ताको हितको संरक्षण गर्न सहयोग गर्छ। पारदर्शी र स्थिर नीतिगत व्यवस्था सहितको मजवुत संस्थागत सुशासनले लगानीको वातावरणमा सुधार गर्छ। जब लगानीकर्ताहरूले संस्थागत प्रणालीमा विश्वास गर्छन्, तब उनीहरू लगानी गर्न उत्साहित हुन्छन्। वचत तथा लगानीको बृद्धिले रोजगारी सिर्जना, उत्पादन वृद्धि र समग्र आर्थिक विकासमा योगदान पुर्‍याउँछ। त्यसैले संस्थागत सुशासनलाई आर्थिक समृद्धिको आधारशिला मानिन्छ। यसका साथै, संस्थागत सुशासनले सामाजिक न्याय र समावेशी विकासको पनि प्रवर्द्धन गर्छ। जब निर्णय प्रक्रियामा सबै वर्ग, समुदाय र क्षेत्रको सहभागिता हुन्छ, तब विकासका लाभहरू समान रूपमा वितरण हुन्छन्। यसले सामाजिक असमानता घटाउँछ र सबैलाई अवसर प्रदान गर्छ। समावेशी नीति र व्यवहारले दीर्घकालीन शान्ति र स्थायित्व कायम राख्न मद्दत गर्दछ।

खासगरी नब्वेको दशक पश्चात विश्वव्यापीरुपमा फैलिएको आर्थिक उदारीकरण, निजीकरण तथा विश्वव्यापीकरणको प्रभावका कारण पछिल्लो समय उद्योग, पूर्वाधार विकास लगायतका समग्र आर्थिक कृयाकलापहरूमा निजी क्षेत्रको सहभागिता र भूमिका बढ्दै गएको छ। यसै सन्दर्भमा संस्थागत सुशासनको सान्दर्भिकता पनि बढ्दै गएको छ। संस्थागत सुशासनले व्यावसायिक गतिविधि सञ्चालनमा निजी क्षेत्रलाई

प्रोत्साहित मात्रै गर्दैन, त्यस्ता गतिविधिहरू अनुशासित र जवाफदेही बनाउन समेत सहयोग पुर्याउँछ। वस्तु तथा सेवाको उत्पादन तथा वितरण गर्ने व्यवसायिक प्रकृतिका प्रतिष्ठान वा संस्थानहरूमा शेयर, ऋण वा निक्षेपको रुपमा सर्वसाधारणको वचत लगानी भएको हुन्छ। त्यस्तो लगानीको सुरक्षा एवम् न्यूनतम प्रतिफलको प्रत्याभूति गरी लगानीकर्ता र सर्वसाधारणलाई वचत तथा लगानी गर्न प्रोत्साहित गर्नु राज्यको कर्तव्य हुन्छ। यसका लागि पर्याप्त कानूनी व्यवस्था तथा स्वतन्त्र र सक्षम नियामकीय व्यवस्था सहित संस्थागत सुशासनलाई मजबुत बनाउन आवश्यक छ।

३. संस्थागत सुशासनमा नियामकको भूमिकाः

संस्थागत सुशासन प्रणालीलाई सुदृढ बनाउन नियामकीय भूमिका निकै महत्त्वपूर्ण मानिन्छ। यसका लागि नियामक निकायहरू स्वतन्त्र, सक्षम र सुदृढ हुन आवश्यक छ। नेपालमा विभिन्न क्षेत्रका व्यावसायिक प्रतिष्ठानहरूमा विधिको अनुसरण, व्यवस्थित सञ्चालन, पारदर्शिता र उत्तरदायित्व सुनिश्चित गर्न विभिन्न नियामकीय निकायहरू स्थापना गरिएका छन्। यी निकायहरूले कानुन तथा मापदण्डहरूको कार्यान्वयन, अनुगमन, सुपरिवेक्षण तथा आवश्यक कारबाहीमार्फत संस्थागत सुशासन सुदृढ बनाउन महत्त्वपूर्ण भूमिका निर्वाह गर्छन्। विशेषगरी बैकिङ्ग तथा वित्तीय क्षेत्रमा नेपाल राष्ट्र बैंकले केन्द्रीय बैंकको रूपमा बैंक तथा वित्तीय संस्थाहरूको नियमन गर्ने, निरीक्षण गर्ने तथा निर्देशन दिन भूमिका निर्वाह गर्दै आएको छ। यसको अलावा मौद्रिक नीति मार्फत वित्तीय क्षेत्र स्थायित्व कायम गर्न नेपाल राष्ट्र बैंकको महत्त्वपूर्ण भूमिका रहेको छ। धितोपत्र बोर्ड पूँजी बजारको नियामक निकाय हो। यसले धितोपत्र बजारका गतिविधिहरूलाई व्यवस्थित र पारदर्शी बनाउने तथा सर्वसाधारणको लगानी सुरक्षित गर्ने सन्दर्भमा महत्त्वपूर्ण भूमिका निर्वाह गर्छ। नेपाल धितोपत्र विनिमय लिमिटेडले धितोपत्रको दोस्रो बजारमार्फत शेयर कारोबार सञ्चालन गर्ने प्रमुख संस्था रूपमा कार्य गर्दछ।

बीमा क्षेत्रतर्फको नियामक निकायको रुपमा बीमा प्राधिकरणले बीमा कम्पनीहरूलाई बीमा व्यवसायको इजाजतपत्र प्रदान गर्ने, सुपरिवेक्षण तथा अनुगमन गर्ने तथा निर्देशिकाहरू जारी गर्ने गर्दछ। भ्रष्टाचार नियन्त्रणका लागि अख्तियार दुरुपयोग अनुसन्धान आयोगले सार्वजनिक पदमा रहेका व्यक्तिहरूको आर्थिक अनियमितता सम्बन्धी अनुसन्धान तथा तहकिकात गर्ने र अभियोजन गर्ने महत्त्वपूर्ण जिम्मेवारी बोकेको छ। सार्वजनिक प्रशासनमा योग्य जनशक्ति चयन गर्न लोकसेवा आयोगले स्वतन्त्र संवैधानिक निकायका रूपमा कार्य गर्दै आएको छ। सार्वजनिक खरिदको नियामकीय भूमिका सार्वजनिक खरिद अनुगमन कार्यालयले निर्वाह गर्छ।

दूरसञ्चार क्षेत्रको नियमनकारी निकाय नेपाल दूरसञ्चार प्राधिकरण हो। यसले सेवा प्रदायकहरूलाई अनुमतिपत्र प्रदान गर्ने, नियमन तथा अनुगमन गर्ने एवम आवश्यक निर्देशन दिने कार्य गर्दछ। त्यसैगरी ऊर्जा क्षेत्रमा विद्युत् नियमन आयोगले विद्युत् उत्पादन, प्रसारण, वितरण, व्यापार, उपभोग तथा महसुल दर निर्धारण सम्बन्धी कार्यहरूको नियमन गर्दछ। जनताको सूचना सम्वन्धी अधिकारको कार्यान्वयन र पारदर्शिता प्रवर्द्धनका लागि राष्ट्रिय सूचना आयोग सक्रिय छ। सरकारी क्षेत्रमा वित्तीय अनुशासन कायम गर्न महालेखापरीक्षकको कार्यालयले लेखापरीक्षणको कार्य गर्दछ। जिम्मेवार, मर्यादित र व्यावसायिक पत्रकारिताको प्रवर्द्धन गर्न स्वतन्त्र नियामक निकायको रुपमा प्रेस काउन्सिलको स्थापना गरिएको छ। नेपाल चार्टर्ड एकाउण्टेन्स् संस्थाले लेखा व्यवसायको नियामकीय भूमिका निर्वाह गर्छ। त्यसैगरी सामाजिक तथा कल्याणकारी प्रकृतिका संघ संस्थाहरूको नियमन समाज कल्याण परिषदबाट हुने गरेको छ।

उल्लिखित सबै नियामक निकायहरूको कार्यक्षेत्र वा दायरा र भूमिका संविधान तथा प्रचिलत कानूनले निर्धारण गरिदिएको छ। यसरी, संविधान तथा कानून बमोजिम स्थापना भएका विभिन्न नियामक निकायहरूले आ–आफ्नो

कार्य क्षेत्रभित्रका निकाय तथा तिनका गतिविधिहरूमा नियामकीय उपकरणहरूको प्रयोग गर्दै संस्थागत सुशासन प्रवर्द्धन गर्न महत्त्वपूर्ण भूमिका खेलेका छन्। यद्यपि, यी निकायहरूको नियामकीय क्षमतालाई थप प्रभावकारी बनाउन संस्थागत क्षमता अभिबृद्धि, सक्षम नेतृत्वको चयन, नियामकीय स्वायत्तता एवम् विभिन्न नियामक निकायहरू बीचको सहकार्य प्रवर्द्धन गर्न आवश्यक देखिन्छ। जब नियामकीय संयन्त्रहरू बलिया र प्रभावकारी हुन्छन्, तब मात्र संस्थागत सुशासन मजबुत रूपमा स्थापित हुन सक्छ।

संस्थागत सुशासनलाई प्रभावकारी बनाउने प्रमुख आधारमध्ये एक नियामक निकायहरूको सशक्त र निष्पक्ष भूमिका हो। नियामक निकायहरू राज्यका त्यस्ता संस्थागत संयन्त्रहरू हुन् जसले नियम, कानुन र मापदण्डहरूको पालना गराउँदै सार्वजनिक तथा निजी संस्थाहरूलाई उत्तरदायी, पारदर्शी र अनुशासित बनाउने काम गर्छन्। जब नियामक निकायहरू सक्षम, स्वतन्त्र र उत्तरदायी हुन्छन्, तब मात्र सुशासनको वास्तविक अभ्यास सम्भव हुन्छ। नेपालको सन्दर्भमा पनि संस्थागत सुशासनको अवस्था धेरै हदसम्म नियामक निकायहरूको कार्यक्षमता र प्रभावकारितामा निर्भर रहेको देखिन्छ।

नियामक निकायको पहिलो र महत्त्वपूर्ण भूमिका स्पष्ट, व्यवहारिक र समयसापेक्ष नीति, मापदण्ड तथा निर्देशिका निर्माण गर्नु हो। त्यस्तो नीति निर्माण गर्दा सरोकारवालाको सार्थक सहभागिता सुनिश्चित गर्नु आवश्यक हुन्छ। यसले नियामकीय उपकरणहरूलाई यथार्थपरक, कार्यान्वयनयोग्य र सर्वस्वीकार्य बनाउँछ। उदाहरणका लागि नियामक निकायको रुपमा नेपाल राष्ट्र बैंकले, बैंक तथा वित्तीय संस्थाहरूका गतिविधिहरूलाई व्यवस्थित गर्न नियामकीय उपकरणको रुपमा विभिन्न निर्देशिका तथा मापदण्डहरू जारी गर्ने गरेको छ। यसका अलावा सोको पालनाको सुपरीवेक्षण गर्ने तथा नियामकीय मापदण्डको पालना नगर्नेलाई कारवाही समेत गर्दै आएको छ। यस्ता नियामकीय उपकरणको पालनाले वित्तीय बजारमा पारदर्शिता कायम गर्न, लगानीकर्ता तथा निक्षेपकर्ताको हित संरक्षण गर्न तथा वित्तीय क्षेत्रमा स्थायित्व कायम गर्न सहयोग पुर्‍याएको पाइन्छ।

दोस्रो, नियामक निकायले नियमनको दायराभित्रका निकायहरूको प्रभावकारी अनुगमन र नियमन गर्नु पर्दछ। केवल नियम बनाउनु वा निर्देशन जारी गर्नु मात्र पर्याप्त हुँदैन। तिनको कार्यान्वयन सुनिश्चित गर्न निरन्तर अनुगमन तथा सुपरिवेक्षण आवश्यक हुन्छ। नेपाल राष्ट्र बैंकले बैंक तथा वित्तीय संस्थाहरूको निरीक्षण तथा सुपरीवेक्षण गर्दै वित्तीय अनुशासन कायम राख्न महत्त्वपूर्ण भूमिका खेलेको छ। यसले वित्तीय क्षेत्रलाई स्थिर र विश्वासिलो बनाउन सहयोग पुर्‍याएको छ। तेस्रो, नियामक निकायले कानुन तथा निर्देशनहरूको पालना नगर्ने वा उल्लंघन गर्नेहरूलाई निष्पक्ष छानविन गरी कारबाही तथा सजाय गर्न सक्नुपर्छ। यसले दण्डहीनताको अन्त्य गर्छ र संस्थागत सुशासनलाई मजवुत बनाउदछ। नेपाल राष्ट्र बैंक, धितोपत्र बोर्ड, बीमा प्राधिकरण लगायतका नियामक निकायहरूले यस्तो अभ्यास गर्ने गरेको पाईन्छ। तथापि, प्रचलित कानून तथा निर्देशनहरूको पालनामा नियामकीय भूमिकालाई अझ प्रभावकारी बनाउन आवश्यक देखिन्छ।

चौथो, नियामक निकायहरूले पारदर्शिता र सूचना प्रवाहलाई प्रवर्द्धन गर्नुपर्छ। नागरिकले सूचना पाउने अधिकारको प्रभावकारी कार्यान्वयनले नियामक निकायहरूलाई समेत उत्तरदायी बनाउँछ। सार्वजनिक सुनुवाइ, वार्षिक प्रतिवेदन, खुला डेटा प्रणाली जस्ता अभ्यासहरूले जनविश्वास बढाउन मद्दत गर्छन्। पाँचौं, नियामक निकायहरूले नियामकीय दायरा अन्तर्गतका निकायहरूको संस्थागत क्षमता अभिवृद्धि र सुधारका लागि सहजीकरणको भूमिका पनि निर्वाह गर्नुपर्छ। केवल निर्देशन दिने वा दण्ड दिने निकायको रूपमा मात्र होइन, मार्गदर्शन र सुधारको साझेदारको रूपमा पनि काम गर्नु आवश्यक हुन्छ। प्रशिक्षण, प्राविधिक सहयोग र सल्लाहमार्फत संस्थाहरूलाई सुधारको बाटोमा लैजान सकिन्छ।

४. जलविद्युत् क्षेत्रमा संस्थागत सुशासनको सान्दर्भिकताः

जलविद्युत् नेपालको प्रमुख रणनीतिक लाभको क्षेत्र मानिन्छ। यो क्षेत्र मुलुकको प्रमुख आर्थिक कृयाकलाप, लगानीको आकर्षक क्षेत्र एवम् दीगो विकास र आर्थिक रुपान्तरणको आधारशिलाको रुपमा विकास हुदै गएको छ। जलविद्युत्को उत्पादन, आन्तरिक खपत तथा सीमापार निकासीको प्रवर्द्धनलाई उच्च प्राथमिकताका साथ राज्यले यसमा हुने लगानीलाई प्रोत्साहित गर्दै आएको छ। जलविद्युत्को विकासको हालसम्मको उपलब्धिमा निजी क्षेत्रको लगानी र भूमिका निकै महत्त्वपूर्ण रहेको छ। निजी क्षेत्रको संस्थागत क्षमता, आत्मविश्वास र लगानी गर्ने क्षमता क्रमशः बढ्दै गएको छ। भविष्यमा निजी क्षेत्रको क्षमता र भूमिका अझै बढ्दै जाने निश्चित छ। हाल जलविद्युत्को उत्पादनमा मात्र संलग्न रहेको निजी क्षेत्र भविष्यमा विद्युत् प्रसारण तथा व्यापारको अलावा ऊर्जा भण्डारण प्रणालीको विकासका क्षेत्रमा समेत सार्थक उपस्थिति रहने अवस्था छ।

लाखौं सर्वसाधारण जनताले जलविद्युत् उत्पादनका सयौं आयोजनाको शेयरमा लगानी गरेका छन। यस क्षेत्रलाई लगानीको राम्रो अवसरको रुपमा सर्वसाधारणले बुझ्ने गरेको र शेयर लगानीका लागि निकै आकर्षक हुने गरेको पाईन्छ। यस क्षेत्रमा जनताको सहभागिता र लगानी बढाउन प्रोत्साहित गर्ने राज्यको नीति रहेको छ। आजकल बैंक तथा वित्तीय संस्थाको ऋण लगानीका लागि यो प्रमुख र आकर्षक क्षेत्रका रुपमा देखा परेको छ। भविष्यमा यस क्षेत्रमा बैंक तथा वित्तीय संस्थाको ऋण लगानी अझै बढ्दै जाने अवस्था छ। कर्मचारी सञ्चय कोष, नागरिक लगानी कोष, सामाजिक सुरक्षा कोष, बीमा कम्पनीहरू लगायत दीर्घकालीन पूँजी परिचालन गर्ने निकायहरूको पनि जलविद्युत्का क्षेत्रमा लगानी बढ्दै गएको छ। पछिल्लो समय स्थापना भएका प्राईभेट ईक्यूटी, भेञ्चर क्यापिटल जस्ता लगानी कम्पनीहरूका लागि पनि यो क्षेत्र नै आकर्षक देखिने गरेको छ।

मुलुकको ऊर्जा विकासमा सरकारले दिएको प्राथमिकता र प्रोत्साहन तथा सरकारले निर्धारण गरेको ऊर्जा विकासको लक्ष्यलाई दृष्टिगत गर्दा भविष्यमा विभिन्न स्वरुपमा मुलुकको खर्बौं रुपैयाँको जलविद्युत् लगायतको नवीकरणीय उर्जाको उत्पादन, प्रसारण, वितरण तथा भण्डारणका क्षेत्रमा केन्द्रित हुने सम्भावना छ। त्यस्तो लगानीको अधिकांश हिस्सा निजी वित्तको रुपमा सर्वसाधारण जनताको वचत नै परिचालन हुने अवस्था छ। लगानी बढ्दै जाँदा स्वाभाविक रुपमा वित्तीय जोखिमहरू पनि बढ्दै जान्छन। विभिन्न प्रकृति र स्वरुपमा जोखिम सृजना हुन्छन। विभिन्न प्रकारका व्यवस्थापकीय तथा शासकीय सवालहरू पनि उत्पन्न हुँदै जान्छन। त्यस्तो परिस्थितिले लगानीको सुरक्षा र प्रतिफल कायम गर्न कठिन हुन सक्छ। लगानीले अपेक्षित प्रतिफल वा परिमाण दिन नसकेमा मुलुकमा ठूलो आर्थिक तथा शासकीय दुर्घटना हुन सक्छ। यस पृष्ठभूमिमा जलविद्युत् क्षेत्रमा संस्थागत सुशासनको सान्दर्भिकता बढ्दै गएको छ।

यस क्षेत्रमा भएको बढ्दो लगानी सुरक्षित गर्न तथा लगानीको न्यूतनम प्रतिफल सुनिश्चित गर्न आयोजनाको सञ्चालन तथा व्यवस्थापनका हरेक आयाममा संस्थागत सुशासन अपरिहार्य छ। आयोजना व्यवस्थापनका प्रत्येक कृयाकलाप पारदर्शी, मितव्ययी तथा जवाफदेही ढंगबाट सञ्चालन हुनु पर्छ। आयोजना व्यवस्थापनमा संलग्न व्यक्ति तथा पदाधिकारी आयोजनाका लगानीकर्ताप्रति जवाफदेही र जिम्मेवार बन्नुपर्छ। निश्चित विधि, पद्धति र मापदण्डका आधारमा व्यवस्थापकीय गतिविधिहरू सञ्चालन हुने सुनिश्चित गर्न आवश्यक हुन्छ। मजबुत संस्थागत सुशासन सहितको असल कार्यसंस्कृतिको प्रवर्द्धनबाट मात्र यो सम्भव हुन्छ।

ठूलो पूँजी लगानी हुने यस क्षेत्रमा नीति तथा प्रक्रियाको स्पष्टता अपरिहार्य हुन्छ। यदि आयोजना स्वीकृति, वातावरणीय प्रभाव मूल्यांकन, विद्युत् खरिद सम्झौता, आयोजनाको निर्माण तथा खरिद कार्य, नियमित सञ्चालन तथा व्यवस्थापन लगायतका प्रक्रियाहरू पारदर्शी हुदैनन् भने लगानीकर्तामा संसय पैदा हुन्छ। यसले संस्थागत

सुशासनलाई कमजोर बनाउँछ । जलविद्युत् आयोजनाहरू सार्वजनिक स्रोत, प्राकृतिक सम्पदा र स्थानीय समुदायसँग प्रत्यक्ष रूपमा जोडिएका हुन्छन् । आयोजना कार्यान्वयनमा ढिलाइ, लागतमा वृद्धि, वा गुणस्तरमा कमी देखिँदा जिम्मेवार निकायले स्पष्ट रूपमा जवाफ दिनुपर्ने व्यवस्था हुनु जरुरी हुन्छ । यसले सार्वजनिक विश्वास कायम राख्न मद्दत गर्दछ ।

आयोजनाको वातावरणीय र सामाजिक उत्तरदायित्वको सवालमा पनि संस्थागत सुशासनको भूमिका महत्त्वपूर्ण हुन्छ । आयोजना विकासका क्रममा स्थानीय समुदायको विस्थापन, जैविक विविधतामा असर, सामाजिक तथा वातावरणीय प्रभाव एवम् नदी प्रणालीमा परिवर्तन जस्ता मुद्दाहरू उठ्ने गर्छन् । यदि संस्थागत संरचना उत्तरदायी र संवेदनशील भएमा यस्ता समस्याहरूको समाधान न्यायोचित र दीगो तरिकाले गर्न सकिन्छ । दक्षता र प्रभावकारिता संस्थागत सुशासनका महत्त्वपूर्ण आधार हुन् । नेपालमा धेरै जलविद्युत् आयोजना समयमै सम्पन्न नहुनु, प्रसारण लाइन निर्माणमा ढिलाइ हुनु, तथा उत्पादित विद्युत् खेर जाने अवस्था देखिनु धेरै हदसम्म सुशासनको कमजोरीसँग सम्बन्धित छ । प्रभावकारी योजना, समयमै निर्णय, तथा स्रोतको उचित व्यवस्थापनमार्फत मात्र यी चुनौतीहरूको समाधान सम्भव छ ।

जलविद्युत्का ठूला आयोजना निर्माणका लागि वैदेशिक लगानी आवश्यक हुन्छ । अन्तर्राष्ट्रिय लगानीकर्ताहरूले कुनै पनि देशमा लगानी गर्नुअघि त्यहाँको संस्थागत सुशासनको अवस्था, कानूनी सुरक्षा, लगानीको समग्र वातावरणलाई प्रमुख आधार मान्छन् । विश्वव्यापी रूपमा ऊर्जा क्षेत्रमा प्रतिस्पर्धा बढ्दै गएको अवस्थामा विदेशी लगानीकर्ताले स्थिर नीति, विश्वसनीय संस्थागत संरचना र जोखिम न्यून वातावरण खोज्छन् । यदि संस्थागत सुशासनलाई सुदृढ बनाउन सकिएमा जलविद्युत् क्षेत्रमा ठूलो मात्रामा विदेशी लगानी भित्र्याउन सकिन्छ । जलविद्युत्मा हुने प्राविधिक, वातावरणीय, व्यवस्थापकीय तथा वित्तीय जोखिमको सही पहिचान र व्यवस्थापन सुदृढ सुशासनका माध्यमबाट मात्र सम्भव हुन्छ ।

५. प्रमुख सवाल र नियामकको अपेक्षित भूमिकाः

जलविद्युत् विकासका क्षेत्रमा संलग्न सरकारी निकाय, निजी क्षेत्र तथा नियामक संस्थाहरूबीच समन्वयको अभाव, नीतिगत अस्पष्टता र कार्यान्वयनमा कमजोरीका कारण विभिन्न संरचनात्मक तथा व्यवस्थापकीय समस्या देखा परेका छन् । नीतिगत अस्थिरता, राजनीतिक हस्तक्षेप र नियामकीय स्वायत्तताको अभाव यस क्षेत्रको मुख्य समस्या हो । नेपालमा सरकारको परिवर्तनसँगै ऊर्जा नीति तथा प्राथमिकताहरू पनि परिवर्तन हुने प्रवृत्ति रहेको छ । अर्कातर्फ नीतिगत प्रतिवद्धता र व्यवहारमा तादात्म्यता देखिदैन । नीति निर्माण गर्दा तथा निर्णयगर्दा दीर्घकालीन लाभ भन्दा पनि तत्काल प्राप्त हुने क्षणिक लाभलाई महत्त्व दिने प्रवृत्ति छ । यसले दीर्घकालीन परियोजनाहरूको निरन्तरता भङ्ग गर्नुका साथै लगानीकर्तामा अनिश्चितता सिर्जना गर्दछ । ऊर्जा क्षेत्रमा दीर्घकालीन दृष्टिकोणको अभाव तथा झण्झटिलो प्रशासनिक प्रक्रियाका कारण परियोजनाहरू समयमै सम्पन्न हुन सकेका छैनन् ।

संस्थागत समन्वयको अभाव यस क्षेत्रको अर्को प्रमुख समस्या हो । जलविद्युत् विकासमा ऊर्जा मन्त्रालय, नेपाल विद्युत् प्राधिकरण, लगानी बोर्ड, वन तथा वातावरण सम्बन्धी निकाय लगायत विभिन्न संस्थाहरू संलग्न हुन्छन् । तर यी निकायहरूबीच स्पष्ट कार्यविभाजन र प्रभावकारी समन्वय नहुँदा अनुमति तथा स्वीकृति प्रक्रियामा ढिलासुस्ती र जटिलता हुने गरेको पाईन्छ । यसले परियोजनाको लागत वृद्धि हुने र समयमा निर्माण सम्पन्न नहुने समस्या देखिएका छन । वातावरणीय प्रभाव मूल्यांकन, रुख कटानको स्वीकृति, भूमि अधिग्रहण जस्ता प्रक्रियाहरू अत्यन्त लामो र झण्झटिला छन् । कतिपय अवस्थामा एउटै विषयमा विभिन्न निकायबाट दोहोरो स्वीकृति लिनुपर्ने अवस्था पनि देखिन्छ । यसले लगानीकर्तालाई निरुत्साहित बनाएको छ ।

भ्रष्टाचार र अपारदर्शिता पनि गम्भीर चुनौतीका रूपमा देखा परेको छ। परियोजनाको अनुमतिदेखि कार्यान्वयनसम्म विभिन्न चरणमा अनियमितता र अपारदर्शी अभ्यास हुने गरेको सुनिन्छ। निजी क्षेत्रमा कतिपय परियोजनाहरूमा कृत्रिम रूपमा लागत बढाउने तथा विना प्रतिस्पर्धा अपारदर्शी तरिकाले खरिद गर्ने प्रवृत्तिले वित्तीय अनुशासन कमजोर बनाएको छ। वित्तीय सुशासनको कमजोरी अर्को महत्त्वपूर्ण पक्ष हो। जलविद्युत् परियोजनाहरूमा लागत नियन्त्रण, जोखिम व्यवस्थापन तथा वित्तीय पारदर्शितामा कमी देखिन्छ। बैंक तथा वित्तीय संस्थामा अत्यधिक निर्भरता र परियोजनाको वास्तविक लागतभन्दा बढी देखाउने प्रवृत्तिले ऊर्जाको उत्पादन लागत महँगो बनाएको छ। यसवाट सर्वसाधारण लगानीकर्ता ठगिने अवस्था छ।

जलविद्युत् क्षेत्रमा भएको सार्वजनिक तथा निजी लगानीलाई सुरक्षित बनाउन यस क्षेत्रलाई थप विश्वसनीय बनाउदै अन्तरनिहित जोखिम कम गर्नेतर्फ ध्यानदिन आवश्यक छ। जलविद्युत् आयोजनामा सर्वसाधारणको शेयर लगानी र सोको ढाँचा, सर्वसाधारणलाई शेयर जारी गर्ने अवस्था र प्रकृया, संस्थापक शेयरधनीको शेयर विक्री हुन नपाउने अवधि (Locking Period), उत्पादन अनुमतिपत्रको अवधि तथा विद्युत् खरिद सम्झौताको अवधि समाप्त भए पश्चात आयोजनाको हैसियत र भूमिका, आयोजनामा हुने निर्माण, सेवा तथा सामान खरिदको पारदर्शिता र प्रतिस्पर्धा सुनिश्चितता लगायतका विषयहरूमा प्रष्ट दृष्टिकोण सहित सर्वस्वीकार्य नीति तथा मापदण्ड आवश्यक देखिएको छ। यसकालागि नियामकीय भूमिका नै महत्त्वपूर्ण हुन्छ।

प्रसारण तथा वितरण पूर्वाधारको अभाव पनि संस्थागत कमजोरीकै परिणाम हो। उत्पादन भएको विद्युत् समयमै प्रसारण गर्न नसक्ने अवस्था पटक–पटक देखिएको छ। यसले ऊर्जा व्यवस्थापनमा असन्तुलन ल्याएको छ। निजी क्षेत्र र सरकारी निकायबीच विश्वासको कमी पनि अर्को चुनौती हो। विद्युत् खरिद सम्झौता, भुक्तानी व्यवस्था तथा नीतिगत स्पष्टताको अभावले निजी क्षेत्रको लगानी आकर्षणमा अवरोध सिर्जना गरेको छ। स्थानीय तहसँग सम्बन्धित समस्या पनि उत्तिकै जटिल छन। मुआब्जा, पुनर्स्थापना, स्थानीय शेयर वितरण जस्ता विषयमा स्पष्ट नीति अभाव हुँदा स्थानीय स्तरमा विवाद उत्पन्न हुने गरेका छन्। यसले परियोजनाको कार्यान्वयनमा अवरोध पुर्‍याउँछ। प्राविधिक तथा वातावरणीय जोखिम व्यवस्थापनमा कमजोरी पनि देखिन्छ। बाढी, पहिरो जस्ता प्राकृतिक विपत्तिबाट परियोजनाहरू प्रभावित भइरहेका छन्, जसले संस्थागत तयारी र दीर्घकालीन योजना कमजोर रहेको संकेत गर्छ।

यस्तो अवस्थामा स्वतन्त्र, सक्षम र उत्तरदायी नियामक निकायको भूमिका अत्यन्त महत्त्वपूर्ण हुन्छ। नेपालको सन्दर्भमा विद्युत् नियमन आयोगले जलविद्युत् क्षेत्रमा सुशासन स्थापित गर्न देहाय बमोजिमको भूमिका निर्वाह गर्नु पर्ने देखिन्छः

- नियामकले पारदर्शी, पूर्वानुमानयोग्य र लगानीमैत्री नियामकीय वातावरण निर्माण गर्नुपर्छ। जलविद्युत् परियोजनामा दीर्घकालीन लगानी आवश्यक पर्ने भएकाले नीतिगत स्थिरता अत्यावश्यक हुन्छ। विद्युत् खरिद सम्झौता, ट्यारिफ निर्धारण, ग्रिडमा खुला पहुँच तथा लाइसेन्स प्रक्रियामा स्पष्ट मापदण्ड र दीर्घकालीन दृष्टिकोण स्थापित गर्न सकेमा लगानीकर्ताको विश्वास सुदृढ हुनेछ।
- ट्यारिफ निर्धारण प्रणालीलाई वैज्ञानिक र निष्पक्ष बनाउनु आवश्यक छ। लागतमा आधारित ट्यारिफ प्रणालीमार्फत उत्पादक र उपभोक्ता दुवैको हित सन्तुलन गर्न सकिन्छ। सार्वजनिक सुनुवाइ र तथ्यमा आधारित निर्णय प्रक्रियाले नियामकीय पारदर्शिता बढाउँछ।
- नियामकले बजार संरचना सुधार र प्रतिस्पर्धा प्रवर्द्धनमा भूमिका निर्वाह गर्नुपर्छ। हालको विद्युत् बजारको संरचनामा एकाधिकार प्रकृतिको छ। यसलाई खुला र प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत् बजारतर्फ क्रमिक रूपान्तरण

आवश्यक छ। यसले दक्षता वृद्धि र लागत नियन्त्रणमा सहयोग पुऱ्याउँछ।

- प्रभावकारी अनुगमन र कार्यान्वयन सुनिश्चितता नियामकको मूल जिम्मेवारी हो। परियोजनाको समयसीमा, लागत र गुणस्तरको नियमित अनुगमन गरी ढिलासुस्ती र अनियमितता नियन्त्रण गर्नुपर्छ। नियामकीय मापदण्डको उल्लंघन गर्नेलाई दण्ड र राम्रो कार्यसम्पादनलाई प्रोत्साहन दिने प्रणालीले उत्तरदायित्व बढाउनाको साथै, जिम्मेवारी बोध गराउँछ।
- जलविद्युत् क्षेत्रमा देखिएको भ्रष्टाचार र अपारदर्शिता न्यूनीकरण गर्न नियामकले डिजिटल प्रणाली, खुला सूचना प्रवाह र कडा आचारसंहिता लागू गर्नुपर्छ। सबै निर्णय प्रक्रियालाई सार्वजनिक बनाउने अभ्यासले संस्थागत विश्वास बढाउँछ।
- उपभोक्ता हित संरक्षण नियामकको केन्द्रीय दायित्व हो। सेवा गुणस्तर मापदण्ड निर्धारण, गुनासो समाधान संयन्त्र विकास तथा सेवा अवरोधको निगरानीमार्फत उपभोक्ताको अधिकार सुनिश्चित गर्न सकिन्छ।
- नियामकले संस्थागत समन्वयको सेतुको रूपमा कार्य गर्नुपर्छ। ऊर्जा मन्त्रालय, नेपाल विद्युत् प्राधिकरण, निजी क्षेत्र तथा अन्य सरोकारवाला निकायबीच स्पष्ट कार्यविभाजन र सहकार्य आवश्यक छ। यसले निर्णय प्रक्रियालाई छिटो र प्रभावकारी बनाउँछ।
- वित्तीय अनुशासन र लागत पारदर्शिता कायम गर्न नियामकले स्वतन्त्र अडिट, लागत समीक्षा र जोखिम व्यवस्थापनका मापदण्ड लागू गर्नुपर्छ। यसले परियोजना लागत कृत्रिम रूपमा बढाउने प्रवृत्ति नियन्त्रण गर्न मद्दत गर्छ।
- दिगो विकासका लागि वातावरणीय र सामाजिक उत्तरदायित्व सम्वन्धी मापदण्ड निर्धारण तथा कार्यान्वयनमा नियामकले कडा निगरानी गर्नुपर्छ। जलविद्युत् विकाससँगै वातावरण संरक्षण र स्थानीय समुदायको हित सुनिश्चित गर्नु आवश्यक छ।
- नियामक संस्थाको आन्तरिक क्षमता अभिवृद्धि पनि उत्तिकै महत्त्वपूर्ण छ। दक्ष जनशक्ति, प्रविधि प्रयोग, तथ्यांक व्यवस्थापन र अन्तर्राष्ट्रिय असल अभ्यास अपनाउन सकेमा नियामकीय प्रभावकारिता उल्लेखनीय रूपमा बढ्न सक्छ।

समग्रमा, विद्युत् नियमन आयोगले केवल नियमन गर्ने निकायका रूपमा होइन, विश्वसनीय संरक्षक (guardian of governance) का रूपमा कार्य गर्नुपर्छ। पारदर्शिता, उत्तरदायित्व र दक्षताको आधारमा सुदृढ नियामकीय प्रणाली स्थापना गर्न सकेमा नेपालको जलविद्युत् क्षेत्रले आफ्नो विशाल सम्भावनालाई आर्थिक समृद्धिमा रूपान्तरण गर्न सकिनेछ।

सन्दर्भ सामग्रीहरू

विद्युत् नियमन आयोग। विद्युत् नियमन आयोगको आर्थिक वर्ष २०८१।८२ को वार्षिक प्रतिवेदन। काठमाडौं: विद्युत् नियमन आयोग, २०८२।

विद्युत् नियमन आयोग। विद्युत् नियमन आयोगको पाँच वर्षे मार्गचित्र (२०८१–२०८६)। काठमाडौं: विद्युत् नियमन आयोग, २०८१।

गौतम, अर्जुन कुमार। "विद्युत् प्रणालीको नियमनः आवश्यकता, अवस्था र अपेक्षा।" विद्युत् सुशासन। काठमाडौं: विद्युत् नियमन आयोग, २०८२।

ज्ञवाली, कृष्ण। "नियमन र सुशासन।" विद्युत् सुशासन। काठमाडौं: विद्युत् नियमन आयोग, २०८२।

pmhf{ljsf;df ljB't\lgodg cfof]usf] e'ldsf

✍ u0f]z sfsL{[1]

नेपालमा जलविद्युत् उत्पादनको इतिहास एक शताब्दी भन्दा पुरानो छ। सन् १९११ मा फर्पिङ जलविद्युत् आयोजना सञ्चालनमा आएपछि नेपालले जलविद्युत् उत्पादनको यात्रा सुरु भएको हो । विद्युत् ऐन, २०४९ ले विद्युत् उत्पादनमा निजी क्षेत्रको प्रवेश गराएपछि विद्युत् उत्पादनमा ठूलो प्रगति भएको छ। २०५५ सालमा विद्युत् खरिद सम्झौता (पीपीए) को दर तोकिएपछि विक्रम संवद २०५७ सालदेखि निजी क्षेत्रले व्यवसायिक उत्पादन सुरु गरी निजी क्षेत्रले २५ वर्षमा पाएको सफलता धेरै छ। २५ वर्षअघि नेपालको विद्युत् उत्पादन २५२ मेगावाट मात्र थियो भने अहिले करिब ४ हजार मेगावाट पुगेको छ। यसमा निजी क्षेत्रको मात्र करिब ३४ सय मेगावाट छ । निर्माणाधीन आयोजनाको क्षमता ५८ सय मेगावाट रहेकोमा निजी क्षेत्रको ५५०० मेगावाटभन्दा माथि छ भने निर्माणका विभिन्न चरणमा रहेका आयोजनाको क्षमता निजी क्षेत्रको मात्र २८ हजार मेगावाटभन्दा बढी छ।

विद्युत् उत्पादनमा निजी क्षेत्रको प्रवेश

विद्युत् ऐन, २०४९ आउनुअघि २०३८ सालमा एक मेगावाटको तिनाउ जलविद्युत् परियोजना निजी क्षेत्रबाट निर्माण गरिए पनि त्यतिबेला निजी क्षेत्रले सञ्चालन गर्न नपाइने व्यवस्था हुँदा सरकारीकरण गरी प्राधिकरणलाई हस्तान्तरण गरिएको थियो । बुटवल पावर कम्पनी (बीपीसी) ले २०४१ सालमा १२.५ मेगावाटको झिमरुक परियोजना र २०४८ सालमा ९.४ मेगावाटको आँधीखोला परियोजना निर्माण गरेको थियो । त्यतिखेर बीपीसीले परियोजना वरिपरि विद्युतीकरण गरी विद्युत् बिक्री गरेको थियो ।

निजी जलविद्युत् प्रवर्द्धकका लागि बिर्सनै नहुने दिन हो-२०५५ सालको असार १४ गते अर्थात् २८ जुन १९९८। यो दिन नेपालकै इतिहासमा पहिलो पटक पिपिएको दर तोकिएको थियो। यसको श्रेय तत्कालीन उपप्रधान एवं जलस्रोत मन्त्री शैलजा आचार्यलाई जान्छ।

विद्युत् ऐन, २०४९ ले निजी क्षेत्रको प्रवेशलाई खुल्ला गरे पनि सरकारले बिजुली किन्ने सुनिश्चितता नलिएको कारण जलविद्युत् परियोजना अगाडि बढ्न सकेका थिएनन् । त्यतिबेलासम्म ६० मेगावाटको खिम्ती, ४५ मेगावाटको अपर भोटेकोशी र ७.५ मेगावाटको इन्द्रावती तेस्रोको विद्युत् खरिद सम्झौता(पिपिए) पहिल्यै भए पनि पिपिएको दर तोकिएको थिएन। निजी क्षेत्रको मागप्रति सकारात्मक तत्कालीन ऊर्जामन्त्री आचार्यले पहिलोपटक निजी क्षेत्रलाई १ देखि १० मेगावाटसम्म क्यू ९० मा बनाउने गरी पहिलोपटक वर्षामा प्रतियुनिट २.७६ रुपैयाँ र हिउँदमा प्रतियुनिट ४.०३ रुपैयाँ कायम गर्ने गरी पिपिए दर तोक्न प्राधिकरण सञ्चालक समितिलाई निर्देशन दिएपछि २०५५ साल असार १४ गते विद्युत् प्राधिकरण बोर्ड बैठकले यही दर तोक्यो ।

क्यू ९० मा बनाउन नसक्ने निजी क्षेत्रको गुनासोपछि फेरि आचार्यले यसलाई क्यू ६५ मा झारेर पिपिए दर पनि

१ लेखक स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूको सँस्था, नेपाल (इप्पान) का अध्यक्ष हुनुहुन्छ । --- सम्पादक ।

हिउँदमा ४.२५ र वर्षामा ३ रुपैयाँ प्रतियुनिट कायम गर्नुभयो । यही निर्णय जलविद्युत्‌मा निजी क्षेत्रको प्रवेशका लागि थप महत्त्वपूर्ण जग बन्यो ।

यो निर्णयपछि सबैभन्दा पहिला लमजुङको ०.१८३ मेगावाटको स्याङ्गे खोलाले २०५८ माघ ३ गते प्राधिकरणसँग पहिलो पिपिए गरेको थियो । सरकारले अपनाएको खुल्ला नीति नै निजी प्रवर्द्धकका लागि जलविद्युत्‌मा लगानी गर्ने सबैभन्दा ठूलो अवसर बन्यो । राष्ट्रिय योजना आयोगको नवौ पञ्च बर्षीय योजनामा निजी क्षेत्रले बढीमा १० मेगावाटसम्म मात्र बनाउन सक्छ भन्ने उल्लेख थियो तर अहिले निजी क्षेत्रको नेतृत्वमा विकास गरिरहेको आयोजनाको क्षमता ३४१ मेगावाट पुगेको छ ।

विक्रम संवत् २०७६ साल अघिसम्म बलियो नियमनकारी निकाय नहुँदा ऊर्जा विकास न्यायोचित र स्वायत्त तरिकाले अघि बढ्न सकेको थिएन । स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूको संस्था, नेपाल (इप्पान) लगायतले नियमनकारी निकाय स्थापनाका लागि नेपाल सरकारसँग माग गरेको थियो । विगतमा ऊर्जाको सम्पूर्ण कार्य सरकारी निकाय (आफै रेफ्री, आफै खेलाडी) ले गर्ने गरेकोमा स्वतन्त्र, स्वायत्त र प्रतिस्पर्धी तरिकाले ऊर्जा क्षेत्रको विकासका लागि नियमनकारी निकायको खाँचो थियो ।

आयोगको स्थापना र विकास

ऊर्जा क्षेत्रको विस्तारसँगै पारदर्शिता, प्रतिस्पर्धा र उपभोक्ता हित संरक्षणका लागि एक स्वतन्त्र नियामक निकायको आवश्यकता महसुस भएपछि यसै आवश्यकता पूर्तिका लागि २०७४ सालमा विद्युत् नियमन आयोगको ऐन पारित भई २०७६ साल बैशाखमा नियमन आयोगका पदाधिकारी नियुक्त गरिएको थियो ।

स्थापनाको प्रारम्भिक चरणमा संस्थागत संरचना निर्माण, कानुनी रूपरेखा तयार पार्ने र कार्यप्रणाली विकासमा आयोगले ध्यान केन्द्रित गरेपनि अब भने आयोगले ऊर्जा विकासका लागि सहज हुने नीति निर्माण र नियमनमा ध्यान दिनुपर्ने बेला आएको छ । स्रोत साधनको कमी देखाएर आवश्यक नीतिहरू बनाउन चुक्ने हो भने नेपालको ऊर्जा विकासको प्रचुर सम्भावना दशकौसम्म सम्भावनामै सीमित हुने जोखिम छ ।

विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ ले आयोगलाई दिएको कार्यादेश अनुसार मुलुकको विद्युत् उत्पादन, प्रसारण, वितरण तथा व्यापारलाई सरल, सहज र नियमित, व्यवस्थित र पारदर्शी बनाउनु विद्युत् नियमन आयोगको मुख्य कार्य हो । विद्युत् व्यापारलाई सहज बनाउने, विद्युत् महसुल नियमन गर्ने र बजारलाई प्रतिस्पर्धी बनाउनको लागि विद्युत् उत्पादन गर्ने निजी क्षेत्र, विद्युत् खपत गर्ने उपभोक्ता र राज्यलाई हेरेर आयोगले नीतिगत कामहरू गर्न'पर्ने हुन्छ ।

आयोग ऊर्जा क्षेत्रको सर्वोच्च नियामकीय निकाय हो । निजी क्षेत्रका ऊर्जा उत्पादकहरूले आफ्ना दुःख बिसाउने एउटा चौतारी पनि हो । समस्या सुनाउने र समाधान माग्ने ऊर्जा क्षेत्रको सर्वोच्च निकाय हो । आयोगले ऊर्जा क्षेत्र विकासको उचित वातावरण निर्माणका लागि पहल गरिदिने हो भने यस क्षेत्रमा संलग्न निजी क्षेत्रको मनोबल उच्च भई सरकारले अघि सारेको ३०,००० मेगावाट विद्युत् उत्पादनको लक्ष्य पुरा गर्न सक्रिय सहभागीता रहने पक्का छ ।

२०७६ फागुनमा विद्युत् नियमन आयोगले गरेको एउटा निर्णयले यो क्षेत्रका सयौं जलविद्युत् आयोजनाले राहत पाइरहेका छन् । जलवायुजन्य प्रभावले खोलामा पानीको सतह घट्दा विद्युत् प्राधिकरणले त्यस्ता आयोजनालाई पेनाल्टी लगाउँदै आएको थियो । विद्युत् बेचेर आउने पैसा भन्दा पेनाल्टी तिर्ने पैसा बढी हुन थालेपछि ऊर्जा उत्पादकहरू आन्दोलनमा गएका थिए । त्यसपछि प्रवर्द्धकहरूले पैसा हालेर आयोजना जोगाइरहेको र त्यस्तो अवस्थाको दीर्घकालिन समाधान नखोज्दा धेरै जना प्रवर्द्धकहरू रोडमा आउने अवस्थाको अन्त्य आयोगको सोही निर्णयले सम्भव भएको हो । त्यसपछि आयोगकै निर्णयमा टेकेर आयोजनाबारे अध्ययन गर्न ऊर्जा मन्त्रालय तयार

भयो र सोही अध्ययनका आधारमा त्यस्ता रूग्ण आयोजनालाई पुनर्कर्जा दिन नेपाल राष्ट्र बैंक तयार भयो । यो सुविधाले ४ दर्जन जलविद्युत् आयोजना बन्द हुनबाट जोगिए ।

जलविद्युत् आयोजनाले १ महिनाअघि नै विद्युत् प्राधिकरणलाई विद्युत् आपूर्तिको प्रक्षेपण विवरण बुझाउने र भनिएअनुसार विद्युत् उत्पादन तथा आपूर्ति हुन नसके ठूलो परिमाणमा पेनाल्टी तिर्नुपर्ने व्यवस्थालाई ७ दिन अघि मात्र आपूर्तिको प्रक्षेपण विवरण दिनुपर्ने र भनेअनुसार विद्युत् दिन नसके 'डेभिएसन डिक्लेरेसन'को सामान्य चार्ज मात्र लिन पाउने नियम बनाइदिँदा अहिले १० मेगावाट भन्दा ठूला आयोजनाले पनि त्यो नियमबाट राहत पाइरहेको अवस्था छ

विद्यमान समस्या र आयोगको आगामी भूमिका

नेपालको ऊर्जा क्षेत्रले हाल सामना गरिरहेका संरचनात्मक, नीतिगत तथा कार्यान्वयनसम्बन्धी समस्याहरू समाधान गर्न नियमन निकाय, विशेषगरी विद्युत् नियमन आयोगको भूमिका आगामी दिनमा अझै निर्णायक बन्ने देखिन्छ । सरकारले सन् २०३५ भित्र २८,५०० मेगावाट विद्युत् उत्पादन गर्ने महत्त्वाकांक्षी लक्ष्य राखेको सन्दर्भमा यो केवल उत्पादन वृद्धि मात्र नभई लगानी, बजार संरचना, सुशासन र संस्थागत समन्वयसँग प्रत्यक्ष जोडिएको विषय हो, जहाँ नियमन निकायले मार्गदर्शक, सहजकर्त्ता र संरक्षकको सन्तुलित भूमिका निर्वाह गर्न'पर्ने हुन्छ । यो भूमिका निष्पक्ष, स्वायत्त र सबै सरोकारवाला निकायसँगको समन्वय र सहकार्यमा आधारित हुनुपर्छ ।

अहिले ऊर्जा क्षेत्रको प्रमुख चुनौतीमध्ये निजी क्षेत्रको सहभागिता विस्तार गर्न आवश्यक वातावरणको अभाव हो । विशेष गरी ऊर्जा उत्पादनमा निजी क्षेत्रले उल्लेखनीय प्रगति गरिसकेकोले विद्युत् व्यापार, प्रसारण र वितरणमा निजी क्षेत्रलाई सहभागी गराउनु आवश्यक छ । यो खुला पहुँचको स्पष्ट व्यवस्था बिना असम्भव छ । आन्तरिक विद्युत् व्यापार तथा बाह्य निर्यातलाई प्रभावकारी बनाउन निजी क्षेत्रको सहभागिता बिना असम्भव छ ।

नियमन आयोगले स्पष्ट ह्वीलिङ शुल्क निर्धारण, ग्रिड प्रयोगका नियमहरू र द्विपक्षीय विद्युत् खरिद-बिक्री (B2B) को ढाँचा विकास गरी नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको एकाधिकारभन्दा बाहिर बजार विस्तार गर्न सक्ने नीति लागू गर्न'पर्छ । यसले उत्पादन भएको विद्युत् खपत बढाउन र निर्यातलाई सहज बनाउन महत्त्वपूर्ण योगदान पुर्‍याउँछ । अहिले छिमेकी देशसँगको सुमधुर राजनीतिक सम्बन्धले विद्युत् निर्यातको ढोका खुल्छ भने सम्बन्धमा खटपट आएमा यसले समस्या पैदा गर्न सक्छ । आन्तरिक खपतका लागि समेत सरकारले वितरण लाइन निर्माणमा गरेको खर्चले निर्धारण गर्छ । सरकारी निकाय विशेष गरी नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले विद्युत्को माग कहाँ छ भनेर गम्भीर रुपमा चासो दिन सकेको छैन । सरकारले बजेट नै कम बिनियोजन गरेपछि विद्युत् प्राधिकरणले प्रसारण र वितरण लाइनमा लगानी गर्ने कुरा हुँदैन । यसकारण पनि निजी क्षेत्रलाई विद्युत् व्यापार र प्रसारण लाइनमा सहभागिता गराएमा विकास विद्युत् उत्पादनजस्तै द्रुत गतिमा अघि बढ्न सक्छ ।

नियामक प्रक्रियाको जटिलता र दोहोरोपन पनि ऊर्जा क्षेत्रको ठूलो समस्या बनेको छ । हाल निजी क्षेत्रले एउटै प्रकृतिका विवरणहरू नियमन आयोग र धितोपत्र बोर्ड दुवैलाई बुझाउनुपर्ने बाध्यता छ, जसले समय, लागत र प्रशासनिक बोझ बढाएको छ । नियमन आयोगले सूचना प्रविधिको प्रयोगमार्फत एकीकृत प्रणाली विकास गरी "एकद्वार प्रणाली" लागू गर्न पहल गर्न'पर्छ, जसबाट आयोगबाट प्राथमिक सेयर निष्कासनको सिफारिस भएपछि स्वतः धितोपत्र बोर्डबाट स्वीकृति प्राप्त हुने व्यवस्था हुन सक्छ । यसले लगानीकर्ताको विश्वास बढाउनुका साथै परियोजनाको वित्तीय व्यवस्थापनलाई पनि तीव्र बनाउँछ । अहिले सेयर निष्कासनमा देखिएको समस्या समाधानका लागि पनि यसले सहयोग गर्छ । साथै, सेयर निष्कासनमा ढिलाइ हुँदा बारम्बार रेटिङ गराउनुपर्ने अवस्थाले निजी

क्षेत्रलाई अनावश्यक आर्थिक भार परेको छ । यस्तो समस्या समाधान गर्न एकपटक गरिएको रेटिङ निश्चित अवधिसम्म मान्य हुने वा ढिलाइ गराउने निकायले त्यसको लागत व्यहोर्ने व्यवस्था गर्न नियमन आयोगले नीतिगत पहल गर्न आवश्यक छ । नियमन भनेको केवल नियन्त्रण होइन, सहजीकरण पनि हो भन्ने सन्देश दिन आयोगले निजी क्षेत्रमैत्री दृष्टिकोण अपनाउनुपर्छ ।

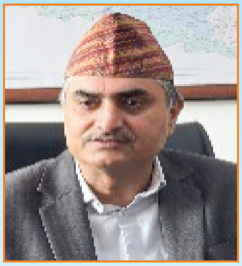
संस्थागत सुशासन सुदृढीकरण पनि ऊर्जा क्षेत्र सुधारको महत्त्वपूर्ण आधार हो । आयोजना निर्माणको क्रममा पारदर्शीतामा जोड दिनुपर्छ । तर सजिलो खरिद प्रकृया, आयोजना निर्माणका लागि निर्णय प्रकृयामा सहजता लगायतका कारणले निजी क्षेत्रले समयमै, तोकिएको लागतमै र छिटो आयोजना निर्माण गर्न सकेको हो तर सुशासनको नाममा निजी क्षेत्रको खरिद र निर्णय प्रकृया तथा वित्तिय व्यवस्थापनमा अप्ठेरो हुने गरी व्यवस्था गरिएमा यसले नियमन होइन, नियन्त्रण गर्छ र फेरि आयोजना निर्माण सुस्त हुन्छ । साथै, कम्पनी ऐन, धितोपत्र बोर्डको सुशासन सम्बन्धी व्यवस्थासँग मिल्ने गरी विद्युत् नियमन आयोग सुशासन निर्देशिका ल्याउनुपर्छ ।

परियोजनाहरूबीच उत्पन्न हुने विवाद समाधानका लागि छिटो, पारदर्शी र विश्वसनीय संयन्त्र विकास गर्न' पनि आयोगको अर्को महत्त्वपूर्ण दायित्व हो । सबै प्रकारका अनुमतिहरूका लागि स्पष्ट चेकलिस्ट तयार गरी प्रक्रियालाई सहज बनाउँदा लगानीकर्ताको जोखिम घट्छ । यसका साथै, विगतमा जस्तै हकप्रद सेयरमार्फत समस्याग्रस्त आयोजनालाई वित्तीय सहारा दिने व्यवस्थालाई प्रभावकारी कार्यान्वयन गर्न आयोगले अन्य निकायसँग समन्वय सुदृढ गर्न'पर्छ ताकि फाइलहरू वर्षौंसम्म अल्झिने अवस्था अन्त्य होस् । नियमन आयोगले पठाएको फाइलहरू धितोपत्र बोर्ड लगायतका निकायमा वर्षौं नअड्कियोस् ।

आधुनिक प्रविधिको विस्तारलाई दृष्टिगत गरी नियमन आयोगले डिजिटल नियमन प्रणालीको विकास गर्नु आवश्यक छ । स्मार्ट ग्रिड र प्रविधिमैत्री नियमन प्रणाली विकास गरी राज्य र निजी क्षेत्रलाई समान व्यवहार गर्ने संयन्त्र विकास गर्न'पर्छ । नियमन आयोग मात्र होइन, ऊर्जासँग सम्वद्ध निकायमा पनि यो प्रणालीको विकास गर्नु आवश्यक हुन्छ । यसले अहिले देखिएका लम्बेतान प्रकृयालाई छोटो मात्र बनाउँदैन, हरेक ऊर्जा क्षेत्रसँग सम्बन्धित निकायको काम कारबाहीमा पारदर्शी वातावरण निर्माण गर्छ ।

नेपाल सरकारले ऊर्जा विकास मार्गचित्रमार्फत सन् २०३५ भित्र २८, ५०० मेगावाट उत्पादन क्षमता पुर्‍याउने गरी मार्गचित्र सार्वजनिक गरेको छ । यसको लागि लगानी मात्र ६१ खर्ब रुपैयाँभन्दा बढी लाग्ने मार्गचित्रमा उल्लेख छ । यो लक्ष्य हासिल गर्नका लागि सरकारको भूमिका जति महत्त्वपूर्ण छ, त्यतिनै भूमिका विद्युत् नियमन आयोगको छ । ऊर्जा क्षेत्रको अभिभावकीय निकायको नाताले ऊर्जा क्षेत्रसँग सम्बन्धित सरकारी र निजी क्षेत्र सबैका लागि सन्तुलित र न्यायोचित हुने गरी हरेक नीति निर्माण गर्नु आवश्यक छ । अहिले नीति निर्माणमा निजी क्षेत्र र विशेष गरी ऊर्जा लगानीकर्ताहरूको साझा संस्था स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूको संस्था, नेपाल (इप्पान) सहभागितामा वृद्धि भएको छ तर नीति निर्माण भएपछि त्यसको कार्यान्वयनमा हुनुपर्ने सहकार्य कम छ । अब आयोगले निर्णय प्रकृयामा पनि निजी क्षेत्रसहित सबै सरोकारवालाहरू एकै साथ हिडाउनु आवश्यक छ । जसले सरकारले अघि सारेको ऊर्जा उत्पादनको लक्ष्य हासिल गर्न सहयोग पुर्‍याउँछ । कुनै पनि एक निकायको नेतृत्व र सहभागिताले वा सरकारको मात्र लगानीले २८५०० मेगावाटको लक्ष्य पूरा हुन सक्दैन भन्ने स्पष्ट भैसकेकोले अब निजी क्षेत्रलाई हिडाउने गरी वातावरण निर्माण गर्नु आवश्यक देखिएको छ । यसकारण ऊर्जा क्षेत्रको विद्यमान समस्या समाधान गर्न नियमन आयोगले दण्डात्मक निकायको छवि मात्र नभई सक्षम, उत्तरदायी र सहजीकरणमुखी संस्थाको रूपमा आफूलाई रूपान्तरण गर्न आवश्यक छ । स्पष्ट नीति, प्रभावकारी समन्वय, प्रविधिमैत्री प्रक्रिया र निजी क्षेत्रप्रति विश्वासिलो व्यवहारमार्फत मात्र आयोगले नेपालको ऊर्जा विकास लक्ष्य हासिल गर्न ठोस योगदान दिन सक्छ ।

विद्युत् क्षेत्रको विकासमा विद्युत् नियमन आयोगको भूमिका



✍ चिरञ्जीवी चटौत[१]

लामो इतिहास बोकेको नेपालको जलविद्युत् क्षेत्रले केही वर्ष यता आफ्नो सम्भावनालाई फलीभूत गर्ने सन्दर्भमा उल्लेखनीय प्रगति हासिल गरेको छ। विद्युत् उत्पादनको जडित क्षमता हाल करिव ४,२०० मेगावाट पुगेको छ। ऊर्जा सम्मिश्रणको दृष्टिकोणबाट हेर्दा जलविद्युत्ले नेपालको कुल जडित क्षमताको ९०% भन्दा बढी हिस्सा ओगटेको छ। भविष्यमा ऊर्जा सुरक्षाका लागि अन्य स्रोतबाट विद्युत् उत्पादनलाई प्रोत्साहन गरी यस सम्मिश्रणलाई थप विविधीकरण गर्ने नीति आवश्यक देखिए पनि नेपालको विद्युत् क्षेत्रको विकास मूलतः जलविद्युत् केन्द्रित नै रहने देखिन्छ। यस परिवर्तनशील परिदृश्यमा नियामकीय संस्थाहरूको प्रभावकारी भूमिका अझ महत्त्वपूर्ण बनेको छ।

ऊर्जाको गुणस्तर, विश्वसनीयता र किफायतीपना बिना अर्थतन्त्र गतिशील हुन सक्दैन भने विद्युत् क्षेत्रमा लगानी गर्ने लगानीकर्ताहरूका लागि समेत उपयुक्त प्रतिफलको सुनिश्चितता आवश्यक हुन्छ। उपभोक्ताले सुपथ मूल्यमा विद्युत् खोज्दछन् र लगानीकर्ताले उच्च प्रतिफल अपेक्षा गर्दछन्। यी दुवै अपेक्षाबीच सन्तुलन कायम गर्नु नियमनको मूल उद्देश्य हो। उपभोक्ता हित संरक्षण र लगानी प्रवर्द्धनबीच समन्वयकारी ढाँचा नै दिगो ऊर्जा विकासको आधार हो।

विद्युत् खरिद बिक्री दर तथा महसुल दर सम्बन्धी व्यवस्था

आयोगका विगतका अनुभवहरूका आधारमा उपभोक्ता विद्युत् महसुल निर्धारणसम्बन्धी व्यवस्थालाई नवीनता प्रदान गर्दै थप परिष्कृत गर्ने र विद्युत् खरिद बिक्री दर निर्धारणलाई अझ व्यवस्थित बनाउने तर्फ अग्रसर रहेको छ। विशेष गरी, जलाशययुक्त जलविद्युत् उत्पादन केन्द्र, पम्प सहितको जलाशययुक्त जलविद्युत् उत्पादन केन्द्र तथा ब्याट्री ऊर्जा भण्डारण प्रणाली जस्ता नेपालका लागि नवीन प्रविधिको प्रयोगलाई सन्तुलित एवम् प्रभावकारी तवरले कार्यान्वयन गर्ने सवालमा आयोगको सशक्त भूमिका अपेक्षित छ। हालको विद्युत् उत्पादनमा ठूलो मात्रामा नदी प्रवाही आयोजनाहरूबाट विद्युत् प्रवाह भइरहेको छ जसकै बलमा नेपाल आज वर्षायाममा विद्युत्को निर्यातकर्ताको रुपमा स्थापित भएको छ । तर, सुख्खा याममा भने नेपाल अझै पनि आयातित विद्युत्मा निर्भर रहेको अवस्था छ। माग र आपूर्तिको यस खाडललाई सम्बोधन गर्न आयोगले जलाशययुक्त आयोजना, पम्पयुक्त भण्डारण आयोजना र ब्याट्री ऊर्जा भण्डारण प्रणालीसम्बन्धी परिपक्व नियामकीय पद्धति स्थापना गर्नु आवश्यक छ । आयोगले जारी गरेको जलाशययुक्त विद्युत् उत्पादन केन्द्रको विद्युत् खरिद बिक्री सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२ महत्त्वपूर्ण नीतिगत उपलब्धि हो। यसले दीर्घकालीन ऊर्जा सुरक्षा र लगानी स्थायित्वका लागि संस्थागत आधार तयार गरेको छ ।

१ लेखक ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाई मन्त्रालयको सचिव हुनुहुन्छ -- सम्पादक

पम्पसहितको जलाशययुक्त विद्युत् उत्पादन केन्द्र र ब्याट्री ऊर्जा भण्डारण प्रणाली पनि नेपालको लागि आवश्यक देखिन थालेको छ। यिनको भूमिका परम्परागत उत्पादनभन्दा प्रणाली लचकता र स्थायित्वमा बढी महत्त्वपूर्ण हुन्छ। यसले प्रणालीको माग र आपूर्ति सन्तुलन गर्ने, प्रणालीको स्थायित्व सुनिश्चित गर्ने र विद्युत्‌को गुणस्तर सुदृढ गर्ने विषयमा ठूलो भूमिका खेल्नुका साथै क्षेत्रीय ऊर्जा बजारका सन्दर्भमा एन्सिलरी सेवाको समेत ठूलो भूमिका हुन्छ।

विद्युत् बजार निर्माण

नेपाल सरकारको "राष्ट्रिय प्रतिबद्धता" को मस्यौदाले आउने १० वर्षमा करिव ३०,००० मेगावाट विद्युत् उत्पादन जडित क्षमता पुर्याउने लक्ष्य राखेको छ। जडित उत्पादन क्षमता वृद्धिसंगै बजार संरचना विकास आजको आवश्यकता हो। पछिल्लो समयमा नेपालले भारत र बङ्गलादेशमा समेत विद्युत् विक्री गरिरहेको र पछिल्ला केही वर्षहरूमा नेपाल विद्युत्‌को खुद निर्यातकर्ताको रुपमा पनि रहेको स्थिति छ। नेपालले अब नेपालभित्र विद्युत् खरिद बिक्री कसरी हुन्छ भनेर मात्र सोचेर पुग्दैन क्षेत्रीय ऊर्जा बजारसंग अन्तरसम्बन्धित सोच समेत आवश्यक छ। विद्युत्‌को बजारको अवधारणा नेपालका लागि नवीन भए पनि प्रतिस्पर्धी र पारदर्शी बजारतर्फ क्रमिकरुपमा अघि बढ्न अपरिहार्य देखिन्छ।

बजारमा आधारित विद्युत् खरिद बिक्रीको पूर्वशर्त खुल्ला पहुँचको कार्यान्वयन हो। आयोगले जारी गरेको "विद्युत् प्रसारण तथा वितरण प्रणालीमा खुला पहुँच सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२" खुल्ला पहुँच कार्यान्वयनको पहिलो कदम हो। तर, यसको कार्यान्वयनका लागि ग्रीड आबद्धता, मिटरिङ्ग, ऊर्जा एकाउन्टिङ्ग तथा ब्यालेन्सिङ्ग तथा सेटलमेन्ट सम्बन्धी नियामकीय उपकरणहरू जारी गरी कार्यन्वयन गर्नुपर्ने देखिन्छ। खुल्ला पहुँचको कार्यान्वयनले प्रतिस्पर्धा, दक्षता र निजी सहभागिता विस्तार गर्न सहयोग पुर्याउनेछ।

त्यसका अतिरिक्त प्रसारण तथा वितरण दस्तुर निर्धारण, विद्युत् व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको व्यावसायिक सर्त निर्धारण तथा अनुगमन, थोक बजारको सञ्चालकको मार्गचित्र निर्माण, आदि विषयमा गहन अध्ययन गरी आवश्यक सुधार अघि बढाउनुपर्ने देखिन्छ।

प्राविधिक नियमनको आवश्यकता

नेपालको विद्युत् क्षेत्रको उन्नयनका निम्ति विद्युत् उत्पादन, प्रसारण, वितरण र व्यापारलाई मात्र नियमन गरेर पुग्दैन। विद्युत् सम्बन्धी यी सबै गतिविधि एक संवेदनशील ग्रीड प्रणालीको जगमा चलेका हुन्छन्। त्यस्तो प्रणालीको निर्माण तथा विस्तार योजना, सुरक्षा, सञ्चालन, मर्मतसम्भार, जस्ता पक्षहरूलाई सुक्ष्म रुपले नियाल्दै ग्रीडको सुरक्षा र स्थायित्व सुनिश्चित गर्नुपर्छ । यसै विषयलाई मध्यनजर गरी विद्युत् नियमन आयोगलाई विद्युत् क्षेत्रको आर्थिक नियमनका साथ साथै प्राविधिक नियमनको जिम्मेवारी विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ ले दिएको छ। यसअनुरुप आयोगले नेपाल विद्युत् ग्रीड संहिता, २०८० जारी गरिसकेको छ। ऊर्जा प्रणाली परिवर्तनसँगै प्राविधिक नियमन पनि गतिशील र समयानुकूल रहनुपर्छ।

विशेष गरी, सौर्य ऊर्जा, ब्याट्री ऊर्जा, पम्प्ड स्टोरेज जलविद्युत् उत्पादन केन्द्र, आदि जस्ता नवीन प्रविधिको ग्रीड आबद्धता, संयोजन, परीक्षण तथा संचालनका सम्बन्धमा मापदण्डहरू ग्रीड कोडमा समावेश गरिनु पर्दछ। यसका अतिरिक्त बहु-क्रेता बहु-बिक्रेता बजारलाई समेट्ने उन्नत ग्रीड तथा वितरण संहिता विकास पनि आवश्यक रहेको देखिन्छ।

नियामकीय पद्धतिको सुदृढीकरणमा मन्त्रालयको भूमिका

नेपालको विद्युत् क्षेत्र रुपान्तरणमा आयोगको प्रमुख भूमिका रहेको छ। विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ ले आयोगलाई आवश्यक अधिकार प्रदान गरेको छ। त्यसैले विद्युत् उत्पादन, प्रसारण, व्यापार र वितरणसम्बन्धी अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति/संस्थाहरूको नियमन आयोगकै कार्यक्षेत्रमा पर्दछ। यद्यपि, नीतिगत निकायका रुपमा मन्त्रालयको भूमिका पनि महत्त्वपूर्ण रहन्छ। विशेष गरी, मन्त्रालयस्तरमा निर्माण हुने नीति, कार्यविधि, स्वेतपत्र, कार्ययोजना, आदिबीच नियामकीय पद्धतिसंग तादात्म्यता आवश्यक हुन्छ। नीतिगत स्पष्टता र संस्थागत समन्वयले नियामकीय आत्मविश्वास तथा कार्यसम्पादन क्षमता दुवै सुदृढ बनाउँछ। मन्त्रालय र आयोगबीच नियमित संवाद, नीतिगत समन्वय तथा अन्तरनिकाय सहकार्यलाई संस्थागत स्वरूप दिनु आजको आवश्यकता हो। ऊर्जा सुरक्षा, विद्युत् महसुल, लगानी प्रवर्द्धन, विद्युत् आयात तथा निर्यातका विषयमा समयसापेक्ष नीति निर्माणमार्फत मन्त्रालयले आयोगको भूमिकालाई थप सशक्त बनाउन सक्छ।

अन्ततः नेपालको विद्युत् क्षेत्रको समुचित विकास गरी देशको आर्थिक विकासमा योगदान दिनु हामी सबैको साझा आवश्यकता तथा दायित्व हो। यसै आवश्यकता र दायित्वलाई पूर्ति गर्न आयोग र मन्त्रालय बीच परस्पर संवाद अत्यावश्यक देखिन्छ। यसका लागि संस्थागत सहकार्य, सुदृढ नियमन र दूरदर्शी नीति संयोजनमार्फत नेपालको ऊर्जा क्षेत्रलाई दिगो, प्रतिस्पर्धी र समृद्ध भविष्यतर्फ अग्रसर गराउन सकिन्छ। समग्र रूपमा विद्युत् नियमन आयोगको भूमिका केवल नियामक निकायको सीमाभित्र मात्र नभई ऊर्जा क्षेत्र रूपान्तरणको रणनीतिक चालकका रूपमा स्थापित हुँदै गएको छ।

ljB't\;+F ;DalGwt k|rlnt gk|fn sfg'gx¿df pkef]Qmf clwsf/ ;+/If0fsf] cj:yf / ;'wf/ ug'{kg]{ laifox¿

✍ Hof]t aflgof[1]

पृष्ठभूमि

विद्युत उपभोक्ता (Electricity consumers) विषय नेपालमा अत्यन्त महत्त्वपूर्ण छ किनकि विद्युत् सेवा जनजीवन, विकास, औधोगिक र आर्थिक गतिविधिसँग जोडिएको छ। विद्युत उपभोक्ताको हक अधिकार नेपालको संबिधान तथा कानुनले संरक्षाण गरेको भएतापनि व्यवहारमा धेरै समस्या रहेको छ।

नेपालको संविधानको धारा ४४ ले उपभोक्ताको हकलाई मौलिक हक अन्तर्गत राखी प्रत्येक उपभोक्तालाई गुणस्तरीय वस्तु तथा सेवा प्राप्त गर्ने हक र गुणस्तरहीन वस्तु वा सेवाबाट क्षति पुगेको व्यक्तिलाई कानुन बमोजिम क्षतिपूर्ति पाउने हक प्रत्याभूत गरिएको छ। संविधानको धारा ५१ खण्ड (घ) को उपखण्ड (२) र (७) मा राज्यको अर्थ, वाणिज्य र उद्योग सम्बन्धी नीति अन्तर्गत "कालाबजारी, एकाधिकार, कृत्रिम अभाव सिर्जना गर्ने र प्रतिस्पर्धा नियन्त्रणजस्ता कार्यको अन्त्य गर्दै राष्ट्रिय अर्थतन्त्रलाई प्रतिस्पर्धी बनाई व्यापारिक स्वच्छता र अनुशासन कायम गरी उपभोक्ता हित संरक्षण गर्ने" भन्ने प्रावधान समावेश गरी उपभोक्ताको हक हितलाई संरक्षण गर्ने नीति अंगीकार गरिएको छ।

नेपालको संविधानले राज्यको अधिकारलाई संघ, प्रदेश तथा स्थानीय तह गरी तीन तहबाट प्रयोग हुने गरी बाँडफाँड गरेको छ। संविधानको कार्यान्वयनको लागि कतिपय मौजुदा ऐनहरूमा समेत संशोधन गर्नुपर्ने आवश्यकता देखिन्छ। कतिपय ऐनहरू कार्यान्वयन गर्न ऐन बमोजिम बन्नुपर्ने नियमहरू जारी हुन नसक्दा संविधान र ऐनले प्रत्याभूत गरेका हक अधिकारहरू कार्यान्वयनमा बाधा पुग्न गएको छ। सम्मानित सर्वोच्च अदालतबाट उपभोक्ता हित संरक्षणसँग सम्बन्धित मुद्दाहरूको सुनुवाइको क्रममा जारी भएका आदेश/फैसलाहरू मार्फत् सरकारको नाममा दिईएको निर्देशनात्मक आदेश बमोजिम पनि विद्यमान कानुनहरूमा परिमार्जन गर्ने र नयाँ कानुनहरू तर्जुमा र लागू गर्नुपर्ने हुन्छ।

उपभोक्ताको अधिकारहरू

कुनै वस्तु वा सेवा उपभोग वा प्रयोग गर्ने व्यक्ति वा संस्था उपभोक्ता[2] हो। कुनै व्यक्ति वा संस्था कुनै एक वस्तु वा सेवाको प्रदायक वा विक्रेता भए पनि अन्य वस्तु वा सेवाको उपभोक्ता हुन सक्छ। बजारमा कोही कुनै वस्तु वा सेवाको प्रदायक भए पनि अर्को वस्तु वा सेवाको उपभोक्ता हुन्छ। त्यसैले वस्तु वा सेवा उपभोग गर्ने सबै कानुनी तथा प्राकृत्तिक व्यक्तिहरू उपभोक्ता हुन्। त्यसै गरी विद्युत उपभोग गर्ने व्यक्ति वा संस्थालाई विद्युत् उपभोक्ता भनिन्छ। उपभोक्तालाई आवश्यक पर्ने विद्युत्, खानेपानी, टेलिफोन, सूचना प्रविधि, स्वास्थ्य, यातायात, ढल निकास,

---

१ लेखक बरिष्ठ अधिवक्ता तथा उपभोक्ता हित संरक्षण मन्चको केन्द्रीय अध्यक्ष हुनुहुन्छ। - सम्पादक।

२ उपभोक्ता संरक्षण ऐन,२०७५ को दफा (२) (क)

बैंकिङ वा त्यस्तै प्रकृत्तिका अन्य सेवा सेवा अन्तर्गत पर्दछ। बजार नभई मानिसका आवश्यकता पूरा नहुने भएकाले सवै मानिसहरू कुनै न कुनै वस्तु वा सेवा बजारका उपभोक्ता हुन्। त्यसैले उपभोक्ता अधिकार सवैको सरोकारको विषय बन्न गएको छ।[३] प्रत्येक उपभोक्तालाई गुणस्तरीय वस्तु वा सेवा प्राप्त गर्ने अधिकार छ। उक्त अधिकारको सर्वसामान्यतामा प्रतिकूल प्रभाव नपर्ने गरी उपभोक्ता हक हित संरक्षण गर्न उपभोक्ता संरक्षण ऐन, २०७५ ले निम्न बमोजिमका उपभोक्ताको अधिकारहरू[४] प्रत्याभूत गरेको छ :-

- **पहुँचको अधिकार**: वस्तु वा सेवामा सहज पहुँचको अधिकार।
- **छनोटको अधिकार**: स्वच्छ प्रतिस्पर्धात्मक मूल्यमा गुणस्तरीय वस्तु वा सेवाको छनौट गर्न पाउने अधिकार।
- **सूचित हुने अधिकार**: वस्तु वा सेवाको मूल्य, परिमाण, शुद्धता, गुणस्तर आदि बारे सूचित हुने अधिकार।
- **सुरक्षित हुन पाउने अधिकार**: मानव जीउ, ज्यान, स्वास्थ्य तथा सम्पत्तिमा हानि पुऱ्याउने वस्तु तथा सेवाको बिक्री वितरणबाट सुरक्षित हुन पाउने अधिकार।
- **मर्काका विरुद्ध कारबाही गराउन पाउने अधिकार**: अनुचित व्यापारिक क्रियाकलाप विरुद्ध उचित कानुनी कारबाही गराउने अधिकार।
- **क्षतिपूर्ति पाउने अधिकार**: वस्तु वा सेवाको प्रयोगबाट भएको हानि नोक्सानी विरुद्ध उपभोक्ताले क्षतिपूर्ति पाउने अधिकार।
- **सुनुवाइको अधिकार**: उपभोक्ताको हक, हितको संरक्षणका सम्बन्धमा सक्षम अधिकारी वा निकायबाट उपचार पाउने वा सुनुवाइ हुने अधिकार।
- **उपभोक्ता शिक्षाको अधिकार**: वस्तु वा सेवाका प्रदायकहरूबाट उपभोक्ताले औपचारिक वा अनौपचारिक दुवै माध्यमबाट ज्ञान र सिप हासिल गर्न पाउने उपभोक्ता शिक्षाको अधिकार।

उपभोक्ता संरक्षण सम्बन्धी अन्तर्राष्ट्रिय मार्गदर्शन, १९८६ ले स्वच्छ तथा स्वस्थ्य वातावरणको प्रवर्द्धनबाट मात्र दिगो विकास र उपभोक्ताको हित संरक्षण हुन सक्छ। त्यसैले वस्तु वा सेवाको उत्पादन वातावरणमैत्री हुनुपर्दछ। वातावरणलाई प्रतिकूल असर पार्ने कुनै पनि वस्तु वा सेवाको उत्पादन र बिक्री वितरणबाट उपभोक्ता सुरक्षित हुन पाउनुपर्छ भनी स्वच्छ तथा स्वस्थ वातावरणको अधिकारलाई उपभोक्ता अधिकारको रूपमा उल्लेख गरिएको छ।

विद्युत् उपभोक्ताको अधिकारका लागि निर्माण भएका कानुनहरू:

विद्युत् सेवा उपभोक्ताको अत्यावश्यक सेवा हो। त्यसकारण विद्युत् सेवालाई सरल, सुलभ, सहज बनाइयो भने मात्र आजको आधुनिक युगका उपभोक्ताको हक अधिकार स्थापित गर्न सकिन्छ। विद्युत् सेवालाई एकीकृत तथा सेवामुखि बनाउन विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ बमोजिम विद्युत नियमन आयोगको स्थापना भएको हो। यस आयोगको मुख्य उद्देश्य विद्युत उत्पादन, प्रसारण, वितरण वा व्यापारलाई सरल, नियमित, व्यवस्थित तथा पारदर्शी बनाई विद्युतको माग र आपूर्तिमा सन्तुलन कायम राख्न, विद्युत महसुल नियमन गर्न, विद्युत उपभोक्ताको हक र हित संरक्षण गर्न, विद्युतको बजारलाई प्रतिस्पर्धात्मक बनाउन तथा विद्युत सेवालाई भरपर्दो, सर्वसुलभ, गुणस्तरयुक्त तथा सुरक्षित बनाउने रहेको छ। यस ऐनले "उपभोक्ता" भन्नाले विद्युत उपभोग गर्ने व्यक्ति वा संस्था सम्झनु पर्छ भनी ब्याख्या गरेको छ। ऐनको दफा १३ मा महसुल निर्धारण गर्ने तथा विद्युत खरिद बिक्रीको नियमन गर्ने सम्बन्धमा आयोगले देहाय बमोजिमको कार्य गर्नेछ भन्ने व्यबस्था रहेको छः

३ स्थानीय बजार व्यवस्थापन तथा उपभोक्ता सचेतना स्रोत पुस्तिका, संघीय मामिला तथा स्थानीय विकास मन्त्रालय, सिंहदरवार काठमाडौं पृष्ठ ३१

४ उपभोक्ता संरक्षण ऐन, २०७५ को दफा ३ (२)

क) सञ्चालन खर्च, ह्रासकट्टी दर, सावाँ व्याजको भुक्तानी, मर्मत सम्भार खर्च, विद्युत संरचनाको निर्माण, पुनर्निर्माण, पुनरुथापना तथा शेयर लगानी बापत वार्षिक रूपमा प्राप्त हुने प्रतिफल लगायत विद्युत खरिद सम्झौता समेतलाई विचार गरी विद्युत महसुल दर निर्धारणका शर्त तथा आधार निर्धारण गरी त्यसको आधारमा उपभोक्ताले बुझाउनु पर्ने महसुल निर्धारण गर्ने ।

ख) 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 व्यापार अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति वा प्रचलित कानून बमोजिम नेपाल सरकारले स्थापना गरेको सङ्गठित संस्थाबीच हुने विद्युत खरिद बिक्री दर र प्रक्रिया निर्धारण गर्ने ।

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

घ) विद्युत मूल्यको लागत न्यूनतम बनाउन आवश्यक उपायको पहिचान गरी लागू गराउने ।

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

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

त्यसै गरी ऐनको दफा १४ मा प्रतिस्पर्धा कायम गर्ने तथा उपभोक्ताको हित संरक्षण गर्न आयोगले देहायका कार्य गर्नेछ भन्ने व्यबस्था रहेको छः

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

ख) विद्युत खरिद बिक्रीको दरमा प्रतिस्पर्धाको वातावरण कायम गराउने ।

ग) अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिहरूबीच विद्युत महसुल दरमा प्रतिस्पर्धा गराउन आवश्यक उपायको पहिचान गरी लागू गराउने ।

घ) विद्युत महसुल दरमा एकाधिकार (सिण्डिकेट) हुन नपाउने व्यवस्था गर्ने।

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

च) 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 विक्री (सेल अफ प्लान्ट) प्राप्ति (एक्वीजिशन) वा ग्रहण (टेक ओभर) गर्नको लागि आवश्यक मापदण्ड बनाई कार्यान्वयन गर्ने वा गराउने ।

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

ज) विद्युतको व्यापार गर्दा पालना गर्नुपर्ने शर्तहरू तोक्ने तथा त्यसको नियमित रूपमा अनुगमन गर्ने ।

झ) प्रसारण लाईनमा वहिरहेको विद्युतको गुणस्तर कायम गराउन समय समयमा जाँच परीक्षण गर्ने वा गराउने ।

ञ) विद्युतीय प्रणालीमा खुल्ला पहुँचको व्यवस्था गर्ने ।

उक्त ऐनको दफा १८ मा विवाद समाधान गर्ने सम्बन्धमा देहाय बमोजिमको व्यबस्था रहेको छः

(१) देहायको विषयमा उत्पन्न विवाद समाधान गर्ने अधिकार

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 ।

(२) उपदफा (१) बमोजिमको विवाद वा विषयका सम्बन्धमा अनुमति प्राप्त व्यक्ति वा उपभोक्ताले आयोग समक्ष उजूरी दिन सक्नेछ र त्यस्तो उजुरी परेमा आयोगले नब्बे दिनभित्र सुनुवाई गरी निर्णय गर्नु पर्नेछ

(४) उपदफा (२) बमोजिम आयोगले गरेको निर्णयमा चित्त नबुझ्ने व्यक्तिले त्यस्तो निर्णय भएको मितिले पैतीस दिनभित्र उच्च अदालत पाटनमा पुनरावेदन गर्न सक्नेछ ।

ऐनको दफा २१ मा महसुल निर्धारण गर्नुपूर्व तोकिए बमोजिम सार्वजनिक सुनुवाई गर्नु पर्ने व्यबस्था रहेको छ। विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ को नियम १९ मा आयोगले विद्युत महसुल निर्धारण, विद्युत खरिद बिक्री दर निर्धारण, प्रसारण शुल्क निर्धारण तथा विद्युत व्यापारसँग सम्बन्धित बिषयमा निर्णय गर्नु पुर्ब सार्वजनिक सुनुवाई गर्नुपर्ने र त्यस्तो सार्वजनिक सुनुवाईमा उपभोक्ता हित संरक्षण सम्बन्धी संस्थाका प्रतिनिधी समेतलाई अनिवार्य सहभागी गराउनुपर्ने व्यबस्था रहेको छ।

उपभोक्ता संरक्षण ऐन, २०७५ मा भएका विद्युत् सेवासँग सम्बन्धित व्यवस्था

सेवा भन्नाले विद्युत् लगायतका अन्य सेवाहरू भनी परिभाषा गरिएको छ। उपभोक्ताको अधिकार भन्नाले सेवामा सहज पहुँच, सेवाको छनौट, सेवाको मूल्य, परिणाम, गुणस्तर समेत भनिएको छ भने गुणस्तरहीन तथा मापदण्ड पूरा नगरिएको सेवाबाट पुग्न गएको क्षतिको क्षतिपूर्तिको व्यवस्था गरिएको छ। ऐन विपरीत उपभोग्य वस्तु वा सेवाबिक्री वितरण वा प्रदान गरेको कारणबाट कुनै उपभोक्तालाई शारीरिक, मानसिक, आर्थिक, भौतिक वा अन्य किसिमको हानीनोक्सानी हुन गएमा वा त्रुटिपूर्ण उत्पादनको कारणबाट क्षति पुग्न गएमा उपभोक्ता स्वयंले वा निजको तर्फबाट कुनै उपभोक्ता संस्थाले वा उपभोक्ता असक्षम भएमा वानिजको मृत्यु भइसकेको अवस्थामा त्यस्तो उपभोक्ताको हकवालाले त्यस्तो उपभोग्य वस्तु वा सेवा उत्पादन, पैठारी, संचय, ढुवानी, बिक्री वितरण वा प्रदान गर्ने जुन व्यक्तिको कारणवाट त्यस्तो हानि नोक्सानी भएको हो सोही व्यक्तिबाट क्षतिप्ति भराई पाउँभनी उपभोक्ता अदालत गठन भए उपभोक्ता अदालत र अन्य जिल्लाको हकमा सम्बन्धित जिल्ला अदालत समक्ष त्यसरी हानि नोक्सानी पुगेको मितिले ६ महिना भित्र उजुरी गर्न सक्नेछ। काठमाडौं, ललितपुर तथा भक्तपुर जिल्ला गरी तिन जिल्लाको हकमा मिति २०८१ चैत्र २ (मार्च १५ उपभोक्ता दिवस) का दिन उपभोक्ता अदालत स्थापना भई क्रियाशील रहेको छ।

मुलुकी अपराध संहिता, २०७४ मा विद्युत् सेवा सम्बन्धी कानुनी व्यवस्था

दफा ६८ ले सार्वजनिक सेवा अवरुद्ध गर्न नहुने भनी सार्वजनिक सेवामा विद्युत् दूरसञ्चार सेवालाई राखिएको छ भने अवरुद्ध गर्ने कसुरदारलाई तीन वर्ष कैद र तीस हजारसम्म जरिबाना वा दुवै सजायको व्यवस्था गरेको छ। दफा ६७ मा कसैले सार्वजनिक बाटो, केबलकर तथा अन्य विद्युतीय मार्ग वा परिवहन मार्गलाई डर, त्रास, भय देखाई अवरुद्ध गर्न नहुने, गरेमा कसुरदारलाई तीन वर्ष कैद र तीस हजार रुपैयाँसम्म जरिबाना वा दुवै सजायको व्यवस्था गरिएको छ ।धारा १४९ मा प्राकृतिक सम्पदा माथि अतिक्रमण गर्न नहुने भनी विद्युत् ऊर्जाको स्रोतमा समेत अतिक्रमण गर्न नहुने प्रावधान राखिएको छ।

दफा १५० मा सार्वजनिक भौतिक संरचनाको अनधिकृत कब्जा वा विनाश गर्न नहुने भनी सोही उपदफा (१) को खण्ड (ख) मा जलाशय, नहर, खानेपानीको मुहान तथा पोखरी, विद्युत् गृह, विद्युत् प्रसारण केन्द्र र ऐ.को खण्ड (ग) मा केवलकार, रज्जुमार्ग समेत अनधिकृत कब्जा र बिनाश गर्न नहुने प्रावधान राखिएको छ।

स्थानीय सरकार सञ्चालन ऐन, २०७४ को दफा ११(२) को खण्ड (ध) मा एक मेगावाट सम्मका जलविद्युत् आयोजना सम्बन्धी स्थानीय स्तरको नीति, कानुन, मापदण्ड, योजना तर्जुमा, कार्यान्वयन र अनुगमन गर्ने, स्थानीय विद्युत् वितरण प्रणाली र सेवाको व्यवस्थापन सञ्चालन, अनुगमन गर्ने, तथा खानेपानी तथा साना जलविद्युत् आयोजना तथा वैकल्पिक ऊर्जा सम्बन्धी अन्य कार्य गर्ने अधिकार स्थानीय तहलाई दिएको छ। त्यसैगरी दफा १२ (२) को खण्ड (घ) को नं.(६) मा विद्युत् चुहावट तथा चोरी नियन्त्रणमा सहयोग गर्ने भन्ने प्रावधान राखिएको छ। दफा १२(२) को खण्ड (ङ) को नं. (३४) मा धारा तथा विद्युत् जडानको लागि सिफारिस गर्ने व्यवस्था गरिएको छ।

प्रतिस्पर्धा प्रवर्द्धन बजार संरक्षण ऐन, २०६३ को प्रस्तावना मै उपभोक्तालाई गुणस्तरीय वस्तु वा सेवा प्रदान गर्ने, बजारलाई अवाञ्छित रूपमा हस्तक्षेप हुनबाट रोक्ने, वस्तु वा सेवाको अस्वस्थ प्रतिस्पर्धालाई निवारण गर्ने जस्ता सकारात्मक पक्ष समावेश गरिएको छ। यस ऐनको सकारात्मक पक्षको रूपमा बजार संरक्षण अधिकारी तोक्ने र तोकिएको अधिकारीले मुद्दाको कारबाहीसमेत चलाउन सक्ने प्रावधान राखिएको छ। त्यसैगरी यस ऐनमा हैसियतको दुरुपयोग गर्न, एकलौटी कारोबार गर्न, बन्धनयुक्त बिक्री गर्न, भ्रमपूर्ण विज्ञापन गर्न निषेध गरी यस्ता क्रियाकलाप गर्नेलाई कानुनी कारबाही गर्ने प्रावधान राखिएको छ।

विद्युत् चोरी नियन्त्रण ऐन, २०५८ मा विद्युत्को ऊर्जा मापक यन्त्र बाहेक अन्य कुनै किसिमले प्रयोग गरी प्रत्यक्ष वा परोक्ष रूपले स्वीकृति बिना विद्युत् लाइन तानेमा, निर्धारित प्रबिधि बाहेक अन्य प्रक्रिया अपनाएमा, ऊर्जामापक यन्त्रको दुरुपयोग गरेमा, शिल तोडेमा विद्युत् चोरी भएको ठहर्ने व्यवस्था रहेको छ।

विद्युत् ऐन, २०४९ को प्रस्तावनामा विद्युत्को उत्पादन, सर्बेक्षण, प्रसारण, वितरणलाई नियमित गरी विद्युत् शक्तिको विकास र सेवालाई गुणस्तरीय र सुरक्षित बनाइने कानुनी प्रतिबद्धता प्रकट गरिएको छ। यस ऐनमा अनुमतिपत्र बिना कसैले पनि विद्युतीय कारोबार गर्न नपाइने प्रावधान रहेको छ। साथै हरेक विद्युतीय कारोबार वातावरणमैत्री हुनुपर्ने, उत्पादन तथा भोल्टको स्तर तोकिनु पर्ने जस्ता सकारात्मक प्रावधानहरू पनि यस ऐनमा रहेका छन्।

विद्युत् नियमन आयोगबाट जारी भएका निर्देशिका तथा मापदण्ड

विद्युत् महसुल निर्धारण गर्ने प्रयोजनका लागि तर्जुमा गरिएका विद्युत् नियमन आयोगबाट जारी विद्युत् उपभोक्ता महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६ ले विद्युत् उपभोक्ताको महसुल निर्धारणका सिद्धान्त तथा आधार तय गरेको छ। यस निर्देशिका अनुसार विद्युत् महसुल निर्धारण गर्दा उपभोक्ताको हक, हितको संरक्षण, विद्युत्को आपूर्ति तथा सेवामा गुणस्तर, नियमितता, पर्याप्तता एवं सुरक्षाको सुनिश्चितता, वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिको व्यावसायिकता तथा प्रभावकारितामा अभिवृद्धि, प्रणाली सुधारका लागि स्रोत परिचालनको आवश्यकता, लगानीमा न्यायोचित प्रतिफल जस्ता सिद्धान्तको अधीनमा रही महसुल निर्धारण गर्ने व्यवस्था गरेको छ।

उपभोक्ताको हक हित संरक्षणको लागि आवश्यक उपाय पहिचान गरी कार्यान्वयन गर्न वा गराउन आयोगलाई निर्दिष्ट गरिएको जिम्मेवारी अनुरूप विद्युत् सेवाको सञ्चालन स्तर तथा विद्युत् प्रणालीको गुणस्तर तथा सुरक्षास्तर कायम गर्न वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिको दायित्व निर्धारण गरी कार्यान्वयनको अनुगमन गर्न आयोगद्वारा विद्युत् उपभोक्ता हित संरक्षण सम्बन्धी निर्देशिका, २०८० तर्जुमा गरी लागु गरेको छ। यस निर्देशिकाले उपभोक्ताले प्राप्त गर्ने विद्युत् आपूर्ति एवं सेवामा न्यूनतम मापदण्ड तोकी आयोगले समय समयमा निर्धारण गर्ने र अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नुपर्ने आधारहरू समेत निर्धारण गरेको छ। वितरण अनुमति प्राप्त व्यक्तिले उपभोक्तालाई आपूर्ति गर्ने विद्युतीय ऊर्जाको गुणस्तर तथा विश्वसनीयताको स्तर निर्धारण गर्नु एवं सेवाग्राही अथवा उपभोक्ताहरूले प्राप्त गर्ने सेवा निश्चित अवधि भित्र सुरक्षित हिसाबले प्राप्त गर्ने कुरामा सुनिश्चितता गर्नु यस निर्देशिकाको उद्देश्य रहेको छ। यस

निर्देशिकाले उपभोक्ताको गुनासो उपर कारबाही प्रक्रियाका सम्बन्धमा मार्गदर्शन दिँदै, सेवा प्रदायकले आफ्नो विद्युत् आपूर्ति सम्बन्धी कार्यसम्पादनका सम्बन्धमा आयोग समक्ष प्रतिवेदन समेत पेस गर्नुपर्ने व्यवस्था समेत गरेको छ।

विद्युतीय सेवा प्रदायक संस्थालाई जिम्मेवार बनाउन जारी गरिएको मुख्य कार्यसम्पादन सूचक, २०२३

ले सुरक्षित, भरपर्दो र विश्वसनीय सेवा प्रवाहको सुनिश्चितता गर्छ। यस मापदण्डमा निर्धारित प्रावधानहरूले विभिन्न सूचकांकहरूको माध्यमबाट सेवा प्रदायकहरूको प्राविधिक, वित्तीय र ग्राहक सेवाको मूल्यांकन गर्दै सुधार्य पक्षहरूको पहिचान गर्न मद्दत गर्दछ, जसकारण सेवा प्रदायकको सञ्चालन दक्षता तथा वित्तीय प्रदर्शनलाई अझ सुदृढ बनाउन सकिन्छ । उपभोक्ता सेवा सुदृढ गर्ने, विद्युत्मा पहुँच बढाउने, विद्युत् ग्रिडको विश्वसनीयता सुधार्ने लगायतका सन्दर्भमा लक्ष्य तोक्दा एक तर्फ नियामकीय भूमिका प्रभावकारी बनाउन सकिन्छ भने अर्कोतर्फ विद्युत् क्षेत्रका सम्पूर्ण सरोकारवाला निकायहरूलाई साझा लक्ष्य तर्फ अभिमुख गराउन सकिन्छ।

व्यवसाय र मानव अधिकारः संयुक्त राष्ट्रसंघले सन् २०११ मा पारित गरेको व्यवसाय र मानव अधिकारसम्वन्धी मार्गनिर्देशक सिद्धान्त (UNGPs on B+HR) ले व्यवसाय र मानव अधिकारसम्बन्धी अवधारणालाई तीन मुख्य आधारमा स्थापित गरेको छ। राज्यको मानव अधिकार संरक्षण गर्ने दायित्व, व्यावसायिक क्षेत्र वा प्रतिष्ठानको मानव अधिकारको सम्मान गर्ने जिम्मेवारी र पीडितलाई प्रभावकारी उपचारको पहुँच सुनिश्चित गर्नुपर्ने दुवैको जिम्मेवारी र आवश्यकताका सम्बन्धमा तत्परता हुनु पर्दछ ।यस अवधारणाले व्यवसायहरूलाई केवल नाफामुखी मात्र नभई सामाजिक उत्तरदायित्वपूर्ण, न्यायसंगत र मानव अधिकारमैत्री बन्न प्रेरित गर्छ। खासगरी श्रमिक अधिकार, वातावरणीय संरक्षण, बालश्रमको निषेध, लैंगिक समानता, स्थानीय समुदायको सहभागिता तथा उपभोक्ताको अधिकार सुनिश्चित गर्नु पर्नेजस्ता यसका मूल पक्षहरू हुन्। यसले दिगो विकासको मार्ग प्रशस्त गर्दै व्यवसाय र मानव अधिकारबीचको सन्तुलन कायम गर्न ठूलो सहयोग पुऱ्याउँछ।व्यवसाय र मानव अधिकारसम्बन्धी मार्गनिर्देशक सिद्धान्तले विश्वव्यापी मापदण्ड स्थापित गरेको र सोको परिपालना सबै राष्ट्र तथा व्यावसायिक प्रतिष्ठानहरूले गर्ने अपेक्षा गरिएको छ। नेपाल सरकारले वि.सं. २०८० साल पुस ११ गते व्यवसाय र मानव अधिकार सम्बन्धी राष्ट्रिय कार्ययोजना जारी गरी कार्यान्वयनमा ल्याएको छ। यसले सरकार र व्यावसायिक जगतको व्यवसाय र मानव अधिकारप्रतिको जिम्मेवारी र दिगोपनको लागि ठोस दिशानिर्देश गरेको छ ।यस मार्गनिर्देशिकामा व्यवसाय र मानव अधिकारका मुख्य तीनवटा स्तम्भ वा खम्बाहरू छन् भनिएको छ। ती खम्बाहरूमा निम्न विषयहरू समाविष्ट भएका छन्ः

- मानव अधिकारको संरक्षण गर्ने राज्यको दायित्व
- मानव अधिकारको सम्मान गर्ने व्यावसायिक क्षेत्रको जिम्मेवारी
- उपचारमा (न्यायिक तथा गैरन्यायिक) पहुँच पुऱ्याउने दुवै पक्षको जिम्मेवारी हो।

प्रभावकारी रूपमा समाधान हुन नसकेका बिषयहरू:

विद्युत उपभोक्तासँग माथि उल्लेखित बिभिन्न संबैधानिक तथा कानुनी व्यबस्था गरिएता पनि देहायका बिषयहरू प्रभावकारी रूपमा समाधान हुन सकेको देखिदैंन :

- विद्युत् सेवा आजका सम्पूर्ण उपभोक्ताको हक स्थापित गर्न प्रमुख माध्यम भएको तर माध्यमसँगको अन्तरसम्बन्ध ऐनले सम्बोधन गर्न नसकेको।
- विद्युत् सम्बन्धी विवादको प्रभावकारी समाधान गर्न नसकेको
- विद्युत् सेवाका विविध आयामहरूको सूचना उपभोक्ता समक्ष पुग्न नसकेको।
- एकीकृत रूपमा विद्युत् सेवासँग अन्तरसम्बन्धित ऐनहरूको प्रावधान व्यवस्थित नगरिएको।

- सेवाको प्रकृति अनुसारका फरक–फरक उपभोक्तालाई सम्बोधन गर्ने कानुनी प्रावधानको अभाव रहेको ।
- गुनासोको प्रतिक्रिया नदिने र समाधान समयमा हुने नगरेको ।
- तोकिएको विद्युत् सेवा उपलब्ध नहुँदाको समयको क्षतिपूर्तिको व्यवस्था नगरिएको ।
- विद्युत् सेवामा प्रयोग भएका ट्रान्स्फरमरलगायतका उपकरणहरूको गुणस्तर परीक्षण गर्ने नगरिएको ।
- विद्युत् सेवाको निरन्तर जाँच, अनुसन्धान तथा नियमन नगरिएको ।
- सेवा उपभोग गर्न नपाएको अवस्थामा छुट दिने व्यवस्था नगरिएको ।
- विपद्को समयमा विशेष व्यवस्था नगरिएको ।
- उपभोक्ता शिक्षा सचेतना कार्यक्रम नगरिएको ।
- कुनै उपभोक्ता वा सामूहिक रूपमा उपभोक्तालाई पुग्न गएको नोक्सानीको हकमा जो कोहीले उजुर गर्न पाउने व्यवस्था नगरिएको ।
- विद्युत् सेवा समय सापेक्ष वैज्ञानिक बन्न नसकेको ।
- संविधान, अन्तर्राष्ट्रिय कानुन, मापदण्ड र अभ्यासको आधारमा संघ, प्रदेश तथा स्थानीय तहमा बन्नुपर्ने कानुन समयसापेक्ष बन्न नसकेको ।
- विद्युत् सेवा सम्बन्धी समुच्च एकीकृत कानुन बन्न नसकेको ।

विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ मा गर्नुपर्ने सुधारहरू :

विद्युत महसुल नियमन गर्न, विद्युत उपभोक्ताको हक र हित संरक्षण गर्न, विद्युतको बजारलाई प्रतिस्पर्धात्मक बनाउन तथा विद्युत सेवालाई भरपर्दो, सर्वसुलभ, गुणस्तरयुक्त तथा सुरक्षित बनाउन विद्युत् नियमन आयोग ऐन,२०७४ जारी भई लागु रहेता पनि यस ऐन थप प्रभावकारी बनाउन देहायका सुधार गर्न आवश्यक देखिन्छः

- दफा ५ मा उपभोक्ताको प्रतिनिधि वा उपभोक्ताकर्मीको प्रतिनिधिबाट पनि एक जना सदस्य चयन गरिनु पर्ने ।
- दफा १३ मा महसुल निर्धारण गर्ने कार्यका लागि उपभोक्तालाई समेत प्रतिनिधित्व गराइने प्रावधान थपिनु पर्ने ।
- दफा १५ मा अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको अनुमतिपत्रमै उपभोक्ताका आधारभूत अधिकार र स्वच्छ बजार कायम राख्ने प्रतिबद्धता गराइनु पर्ने ।
- दफा १७ मा जाँचबुझ र निरीक्षणको लागि उपभोक्ताको प्रतिनिधित्व गराइनु पर्ने प्रावधान थपिनु पर्ने ।
- दफा १८ मा उपभोक्ताको तर्फ दिने उजुरीलाई सरलीकृत गर्नुपर्ने (टोल फ्रि, SMS, इमेल आदि) ।
- दफा ३५ मा उपभोक्ता अधिकारकर्मी र सरोकारवाला नागरिक समाजको भूमिकाको विशेष प्रावधान राखिनुपर्ने ।
- दफा ३९ मा अधिकार प्रत्यायोजन भन्ने शीर्षकमा आयोगको पदाधिकारीलाई मात्र सीमित नराखी आवश्यकताअनुसार प्रदेश र स्थानीय तहका उप-समिति, कार्यटोली वा अधिकृत कर्मचारीलाई समेत अधिकार प्रत्यायोजन गर्ने व्यवस्था राख्नुपर्ने ।

संविधान बमोजिम विद्युतसँग सम्बन्धित तीन तहको सरकारको अधिकार क्षेत्र सम्बन्धी व्यवस्था :

अनुसूची ५ को सं नं.११ मा जलस्रोतको संरक्षण र बहुआयामिक उपयोग सम्बन्धी नीति र मापदण्ड सम्बन्धी र नं. १४ मा केन्द्रीय स्तरका ठूला विद्युत्, सिँचाइ तथा अन्य आयोजना र परियोजना सम्बन्धी व्यवस्था संघिय सरकारको अधिकार क्षेत्र भित्र राखिएको छ ।

अनुसूची ६ को सं न ७ मा प्रदेशस्तरको विद्युत् र खाने पानीको व्यवस्था प्रदेश सरकारको अधिकार क्षेत्र भित्र

राखिएको छ।

अनुसूची ८ को सं न १९ मा खानेपानी, साना जलविद्युत् आयोजना, वैकल्पिक ऊर्जा सम्बन्धी व्यवस्था।

अनुसूची ९ को नं. ५ मा विद्युत्, खानेपानी, सिँचाइजस्ता सेवाहरू सम्बन्धी व्यवस्था गरिएको छ

उल्लेखित सबैधानिक व्यबस्था बमोजिम तीन तहको संघिय सरकारले तर्जुमा गर्नुपर्ने नीति तथा कानुन देहाय बमोजिम रहेको देखिन्छः

विद्युत् नियमन आयोग ऐनको कार्यान्वयनको लागि, नेपालको संविधानको धारा ५६ र ५७ बमोजिम अनुसूची ५ मा सूचीकृत व्यवस्था बमोजिम-

- समग्र देशको जलस्रोतको संरक्षण र उपभोग सम्बन्धी नीति संघीय सरकारले बनाउनुपर्ने।
- देशभरका विद्युत् सेवा, सेवाग्राही तथा सेवा प्रदायकलाई सम्बोधन गर्न गरी जलविद्युत् नीति तयार गर्ने।
- देशमा भएको जलसम्पदाको अधिकतम प्रयोग, उत्पादन र वितरणमा निम्ति राष्ट्रिय तथा अन्तर्राष्ट्रिय संघसंस्थासँग समन्वय गर्न कानुन तर्जुमा गर्ने।
- विद्युत्सँग प्रत्यक्ष वा परोक्षरूपमा सरोकार राख्ने अन्य सेवालाई समेत व्यवस्थापन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने।
- देशका हरेक आर्थिक क्रियाकलापमा विद्युतीय सेवा प्रयोग गराउने कानुन तर्जुमा गर्ने।
- जलविद्युत्लाई जैविक तथा तापिय ऊर्जाको विकल्पको रूपमा स्थापित गर्ने र प्रयोग गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने।
- विद्युतीय परियोजना सञ्चालन तथा परिचालन गर्दा यसको असरबाट प्रभावित परिवार, समुदाय र समाजको स्थान्तरण, प्रतिस्थापन र व्यवस्थापन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने।
- जैविक ऊर्जाको सट्टा विद्युतीय ऊर्जा उपयोग गर्ने उपभोक्तालाई प्रोत्साहन, पुरस्कृत गर्ने कार्यक्रम सहितको कानुन तर्जुमा गर्ने।
- देशभित्र उत्पादित विद्युत्को सञ्चय गर्ने, भण्डारण गर्ने तथा विद्युतीय ऊर्जाको श्रोत संरक्षण गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने।
- विद्युत् ऐनको एकरूपता, समानता र उपयुक्तताको अध्ययन गरी समानुपातिक वितरणको आधारमा कानुन तर्जुमा गर्ने।
- विद्युत् सेवालाई सम्बोधन गर्ने र अन्य विद्युत् सेवासँग सम्बन्धित कानुन र कानुनी प्रावधानलाई आयोगको दायरामा ल्याउने।
- विद्युत् सम्बन्धी विवाद समाधान गर्ने, अनुगमन तथा निरीक्षण गर्ने संयन्त्र स्थापना गर्ने।
- विद्युत् सेवाको उपयोग हुने व्यवसाय क्षेत्रको अध्ययन गरी खपतअनुसार महसुल र सेवा सुविधा सम्बन्धी कानुन तर्जुमा गर्ने।
- विद्युत् सम्बन्धी विशिष्टीकृत र प्राविधिक सेवा प्रदान गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने।

प्रदेश सरकारले तर्जुमा गर्ने कानुन :

- प्रदेशस्तरको प्रदेशभित्रको सम्पूर्ण विद्युत्को वितरण व्यवस्थापन नियमन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने।
- प्रदेशभित्रमा विद्युत् स्रोत सम्पदाको अध्ययन, संरक्षण, प्रयोग र व्यवस्थापन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने।
- प्रदेशभित्रका विद्युत् खपत हुने क्षेत्र व्यवसायको र उपभोक्ताको फेहरिस्त राख्ने र त्यसलाई सम्बोधन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने।

- प्रदेशभित्रका सेवाग्राही उपभोक्ताहरूको सेवा चुस्त दुरुस्त राख्ने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- विद्युत् सेवा उत्पादन प्रवाह गर्दा त्यसले उपभोक्ताको अन्य सम्पत्ति, सार्वजनिक सम्पत्ति र अन्य पुग्न सक्ने क्षतिलाई सहित सम्बोधन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- आफ्नो स्वसाशित क्षेत्र भित्रका विद्युतीय स्रोत र त्यसको ऊर्जाको सम्भाव्यता अध्ययन गर्ने र परिचालन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- प्रदेशभित्र रहेका विद्युतीय ऊर्जायुक्त खनिज (युरेनियम) तथा परमाणु ऊर्जाको समेत व्यवस्थापन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- प्रदेशभित्रका विद्युत्सँग सम्बन्धित जैविक ऊर्जा, हावा तथा ग्यासको पहिचान गरी व्यस्थापन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- प्रदेशभित्रका हरेक आर्थिक क्रियाकलापमा विद्युतीय उपकरण सेवा सुविधा उपयोग गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने
- प्रदेशभित्रका विद्युतीय परियोजनाको प्रभावबाट पीडित, प्रभावितहरूको तथ्यांक संकलन गरी उनीहरूको आवश्यकता अनुसार स्थानान्तरण र व्यवस्थापन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने
- प्रदेशमा उत्पादित विद्युत् र विद्युतीय ऊर्जाको सञ्चय भण्डारण र बिक्री वितरण सम्बन्धी कानुन तर्जुमा गर्ने
- आफ्नो प्रदेशभित्रका विद्युत् सेवाग्राही (उपभोक्ता) लाई पर्न गएको विद्युतीय सेवाको असुविधा तथा विद्युतीय सेवाको अभावमा पुग्न गएको अन्य व्यवसायको क्षति अध्ययन गरी त्यसलाई सम्बोधन गर्ने कानुन बनाउने ।
- विद्युतीय लाइन प्रसारण र वितरण गर्ने सम्बन्धमा भू-भाग र अन्य सुविधाको मध्य नजर गर्दै केन्द्र सरकार र स्थानीय सरकारसँग समन्वय गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने ।

स्थानीय सरकारले तर्जुमा गर्ने कानुन :

- स्थानीय स्तरमा प्राप्त जलविद्युत्का स्रोतको पहिचान गरी स्थानीय क्षेत्रमा नै उत्पादन व्यवस्थापन र वितरण गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- स्थानीय तहहरूबीच स्थानीय सरकार र प्रदेश सरकारबीच विद्युत् प्रसारण लाइन उत्पादन वितरणको लागि सहकार्य गर्ने ।
- विद्युत् नियमन आयोग ऐन तथा अन्य विद्युत् सेवा सम्बन्धी ऐनद्वारा प्रदत्त सेवाको अनुगमन मूल्यांकन गरी आयोगमा प्रतिवेदन पेस गर्ने ।
- आफ्नो अधिकार क्षेत्रभित्रका साना जलविद्युत् परियोजनाहरूको दर्ता, अनुमतिपत्र दिने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- आफ्नो अधिकार क्षेत्रभित्रका जलाशय, झरना तथा खोलानालाको संरक्षण गर्ने तथा साना जलविद्युत् आयोजनालाई प्रवर्द्धन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- आफ्नो अधिकार क्षेत्रभित्रका विद्युत् तथा विद्युतीय ऊर्जासँग सम्बन्धित, दाउरा, वन, वातावरणको व्यवस्थासहित यथोचित विद्युतीय ऊर्जाको प्रयोग गर्न आवश्यक कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- आफ्नो क्षेत्रभित्रका व्यापार व्यवसाय तथा हरेक आर्थिक क्रियाकलापमा विद्युतीय सेवाको उपयोग गर्न सहज हुने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- आफ्नो क्षेत्रभित्रका विद्युत् लाइन र विद्युतीय परियोजनाबाट प्रभावित, पीडित कृषक, उद्यमी, व्यवसायी र अन्य व्यक्ति परिवार र समुदायको फेहरिस्त तयार गरी उचित व्यवस्थापनको लागि कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- आफ्नो क्षेत्र भित्रका पर्यटकीयस्थलको पहिचान गरी त्यसलाई संवर्द्धन गर्न आवश्यक पर्ने विद्युतीय सेवाको विशेष कार्यक्रम ल्याउन कानुन तर्जुमा गर्ने ।

- आफ्नो क्षेत्रभित्रका जलविद्युत् योजना तथा विद्युतीय लाइनको कारणबाट उत्पन्न हुने जोखिम न्यूनीकरण र व्यवस्थापन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- आफ्नो क्षेत्रभित्र विद्युत् सेवाबाट वञ्चित हुन पुगेका सेवाग्राही, उपभोक्ताहरूको फेहरिस्त तयार गरी उनीहरूलाई सेवा दिन पहल गर्ने उपयुक्त कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- आफ्नो क्षेत्रभित्रका सम्पूर्ण नागरिकलाई विद्युत् सेवा, यसको फाइदा र उपयोगिता सम्बन्धी सचेतना कार्यक्रम सञ्चालन गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- आफ्नो क्षेत्रका हरेक उत्पादनमा विद्युत् सेवा प्रदान गर्न सम्बन्धित स्थानीय वडा कार्यालयलाई जिम्मेवार बनाउने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- आफ्नो क्षेत्र भित्रका सम्पूर्ण विद्युत् सेवा प्रदायक संस्थाहरूको अनुगमन गर्ने इकाइको स्थापना गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने ।
- आफ्नो क्षेत्रको हकमा विद्युत् नियमन आयोग ऐन र योसँग सम्बन्धित अन्य ऐनहरू कार्यान्वयन गर्नको लागि नियमहरू बनाउने ।
- स्थानीय निकायले आफ्नो स्वशासित क्षेत्रभित्र विद्युत् सम्बन्धी साझा मुद्दाको सहकार्य गर्न केन्द्र सरकार र प्रदेश सरकारसँग समन्वय र सहकार्य गर्ने कानुन तर्जुमा गर्ने ।

उपसंहार : यस प्रकार माथि उल्लेखित कानुनी व्यबस्थालाई समयनाकुल परिमार्जन गरि प्रभावकारी कार्यान्वयन गरिएमा विद्युत सेवालाई भरपर्दो, सर्वसुलभ, गुणस्तरयुक्त तथा सुरक्षित बनाई नेपालको संविधानको धारा ४४ ले प्रत्याभूत गरेको उपभोक्ता हक स्थापित गर्न सक्ने विश्वास लिन सकिन्छ ।

प्रसारण पूर्वाधार विकासका लागि महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि विद्युत् विकासको रूपान्तरणकारी अवधारणा

✍ **तोयानाथ अधिकारी**[१]

सारसङ्क्षेप

प्रसारण पूर्वाधार विकासका लागि महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि बजारमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक र पारदर्शी पद्धति हो। यो विधिले लागत दक्षता, पारदर्शी र निजी लगानीलाई आकर्षण र प्रवर्द्धन गर्नेछ। यो लेखमा महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक विधि अन्तर्गत विद्युत् प्रसारण पूर्वाधारको निर्माण र सञ्चालन सम्बन्धी प्रक्रिया, महसुल निर्धारणका सिद्धान्त, कार्यान्वयनको ढाँचा अर्थात संरचना र नेपालको सन्दर्भमा यसको सम्भावना र चुनौतीका विषयमा विश्लेषण गरिएको छ।

नेपालमा जलविद्युत् उत्पादनको उच्च सम्भावना भएतापनि प्रसारण पूर्वाधारको सीमितताले ऊर्जा क्षमताको पूर्ण उपयोगको पथमा विभिन्न बाधा र समस्या खडा भएका छन्। यस परिप्रेक्षमा महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक विधि प्रभावकारी र रूपान्तरणकारी नीतिगत उपकरण हुनसक्नेछ। निजी तथा वैदेशिक लगानी आकर्षित गर्न, सीमापार विद्युत् व्यापार विस्तार, प्रणाली सुदृढीकरण र ऊर्जा सुरक्षा लगायतका महत्त्वपूर्ण सबालमा दीर्घकालीन योगदान दिनसक्नेछ।तर विद्युत् प्रसारण लाइनको मार्गस्थ अधिकार अन्तर्गत पर्ने जग्गा (वन क्षेत्रसमेत)को क्षतिपूर्ति, विद्युत् स्तम्भ (टावर) आदिका लागि जग्गा प्राप्तिको समस्या, नियामक उपकरणको अस्पष्टता, वित्तीय बन्दोबस्त चुनौती, जोखिम व्यवस्थापन, महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक विधि बमोजिम विद्युत् प्रसारण आयोजनाको विकास, निर्माण, सञ्चालनका लागि विद्युत् ऐन, २०४९ लगायत खरिद कानूनमा रहेको अस्पष्टता, संस्थागत समन्वयको अभाव, नीतिगत र संरचनागत अवरोधहरूले यसको प्रभावकारी कार्यान्वयनमा चुनौती सिर्जना गर्नसक्ने सहज अनुमान गर्न सकिन्छ।

महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक विधिबमोजिम विद्युत् प्रसारण आयोजनाका विकास, निर्माण,सफल कार्यान्वयनका लागि स्पष्ट र विस्तृत कानूनी र नियामकीय प्रबन्ध र स्थायित्व, संस्थागत क्षमताको विकास, प्रभावकारी भुक्तानी सुरक्षा प्रणाली, एकीकृत ऊर्जा योजना तथा जोखिम न्यूनीकरणका उपायहरूको समुचित प्रबन्ध गर्न आवश्यक छ।

उचित नीतिगत, कानूनी, नियामकीय सुधार सुनिश्चित गरेर मात्र महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक विधिलाई प्रभावकारी रूपमा कार्यान्वयन गर्न सकिनेछ।

---

१ लेखक नेपाल सरकारको पूर्वसचिव हुनुहुन्छ साथै विद्युत् नियमन आयोगमा MCA Nepal का तर्फबाट Embedded Advisor को रुपमा कार्यरत हुनुहुन्छ। (मो ९८५११४७२७७)। - सम्पादक

१. भूमिका

प्रसारण पूर्वाधार विकासका लागि महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि (Tariff-Based Competitive Bidding – TBCB) विद्युत् प्रसारण पूर्वाधार विकास हेतु अवलम्बन गरिने बजारमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक र पारदर्शी पद्धति हो। यो पद्धति अन्तर्गत प्रसारण आयोजनाहरूको विकास र सञ्चालनका लागि खुला प्रतिस्पर्धात्मक माध्यमबाट सक्षम पक्षको छनोट गरिनेछ। छनोटको मुख्य आधार प्रवर्द्धकको प्राविधिक क्षमता र न्यूनतम प्रस्तावित महसुल (lowest tariff bid) हुनेछ।

यो विधिको उद्देश्य व्यावहारिक लागत सुनिश्चित गरी पारदर्शी, प्रतिस्पर्धात्मक र निर्धारित समयमा विद्युत् प्रसारण पूर्वाधारको विकास र सञ्चालन गर्नु हो। साथै, यसले निजी लगानी (स्वदेशी, विदेशी) आकर्षित गर्दै प्रसारण सेवाको गुणस्तर र विश्वसनीयता वृद्धि गर्न महत्त्वपूर्ण योगदान गर्नेछ।

विद्युत् उत्पादन केन्द्र र उपभोक्तालाई जोड्ने महत्त्वपूर्ण पूर्वाधार– विद्युत् प्रसारण सञ्जाल हो। नेपाल जस्ता विकासशील देशहरूमा विद्युत् प्रसारण पूर्वाधारको विस्तार विद्युत् उत्पादनको तुलनामा निकै पछाडि छ। फलतः ऊर्जा क्षेत्रमा संरचनात्मक समस्याहरू उत्पन्न भएका छन् (World Bank, 2020)।

परम्परागत रूपमा सार्वजनिक संस्थाहरू प्रसारण पूर्वाधारको विकास र सञ्चालनमा प्रत्यक्ष रूपमा संलग्न रहँदै आएका थिए। तर सीमित वित्तीय स्रोत, कमजोर कार्यसम्पादन प्रणाली र विद्युत्को बढ्दो मागका कारण प्रसारण लाइन र प्रसारण सञ्जालको विकास, सञ्चालनका लागि वैकल्पिक मोडेलहरूको आवश्यकता देखिएको छ। यस परिप्रेक्ष्यमा महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक विधि हस्तक्षेपकारी नीतिगत उपकरणका रूपमा विकास भएको छ।

प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि पारदर्शी, दक्ष र सार्वजनिक-निजी साझेदारीको सिद्धान्तमा आधारित छ। Organization for Economic Co-operation and Development (2019) अनुसार प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधिले लागत प्रक्रियामा आमूल सुधार गरी लगानी अनुसारको प्रतिफल (value for money) को अवधारणालाई पूर्णतः सुनिश्चित गर्नेछ।

विद्युत् क्षेत्रमा गरिएको अध्ययनले प्रतिस्पर्धात्मक विधिले महसुल घटाउने र समयमै आयोजना सम्पन्न गर्न सकिने सम्भावना देखाएको छ– (Asian Development Bank, 2018)। एसियाली विकास बैंकले गरेको अध्ययनले प्रतिस्पर्धात्मक आधारमा निर्माण गरिने प्रसारण प्रणालीले लागत दक्षता र आयोजना कार्यान्वयन दुवै पक्षमा सकारात्मक प्रभाव पार्ने निष्कर्ष प्रस्तुत गरेको छ।

विशेषगरी परम्परागत लागतमा आधारित मोडेलको तुलनामा महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक विधिले प्रसारण महसुल घटाउन महत्त्वपूर्ण भूमिका खेल्न सक्नेछ। प्रतिस्पर्धात्मक प्रक्रियामा विभिन्न विकासकर्ता बीच हुने मूल्य प्रतिस्पर्धाले आयोजनाको लागतलाई अनुकूल बनाउने मात्र होइन, पुँजी परिचालन र सञ्चालन प्रक्रियालाई दक्ष र प्रभावकारी बनाउन प्रेरित गर्नेछ। फलतः विद्युत् पूर्वाधार विकास, निर्माणका लागि सार्वजनिक क्षेत्रबाट वहन गर्नुपर्ने आर्थिक भार कम गर्न महत्त्वपूर्ण सहयोग गर्नेछ। साथै, प्रतिस्पर्धात्मक विधिले समयमा नै आयोजना सम्पन्न गर्न प्रेरित गर्ने र कार्यसम्पादन पक्षमा समेत उल्लेखनीय सुधार गर्नेछ। यो विधि अन्तर्गत निजी विकासकर्तालाई स्पष्ट रूपमा करारका दायित्व, कार्य सम्पन्न गर्नुपर्ने निश्चित समयसीमा र कार्यसम्पादनमा आधारित जिम्मेवारी सुम्पिने भएकाले उनीहरूलाई निर्धारित समयमा आयोजना सम्पन्न गर्न आर्थिक र व्यवस्थापकीय प्रेरणा र दबाब दुवै रहनेछ।

निर्धारित समयमा आयोजना सञ्चालनमा नआएमा वहन गर्नुपर्ने प्रत्यक्ष आर्थिक दायित्व र दण्डात्मक प्रावधानले निर्माण प्रक्रियामा अनुशासन कायम गर्न मद्दत गर्नेछ। यसले परम्परागत खरिद प्रक्रियामा हुने अनावश्यक ढिलाइ, प्रशासनिक जटिलता र दीर्घसूत्री निर्णय प्रक्रिया जस्ता जडसूत्री समस्याहरूलाई न्यूनीकरण गर्न सहयोगी हुनेछ।

प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधिले आयोजना चक्र भरि लागत नियन्त्रण सुनिश्चित गर्नेछ र समग्र प्रणालीको दक्षतामा सुधार गर्ने एसियाली विकास बैंकको निष्कर्ष रहेको छ। निजी क्षेत्रको सहभागिताले नवप्रवर्तन, आधुनिक व्यवस्थापन अभ्यास र अन्तर्राष्ट्रिय पुँजी प्राप्तिलाई सहज बनाउनेछ भने आयोजनाको गुणस्तर तथा दिगोपन स्थापित गर्ने सबालमा पनि उल्लेखनीय सुधार ल्याउनेछ। साथै, यो विधिमा अभिन्न अङ्गका रुपमा जोखिम बाँडफाँडको व्यवस्था रहने भएकाले लगानीकर्तालाई थप सुरक्षा दिई लगानीको वातावरण विश्वस्त बनाएको छ। जोखिम बाँडफाँड अन्तर्गत निर्माण सम्बन्धी जोखिम निजी क्षेत्र, नीति र नियामकीय जोखिम सरकारले वहन गर्ने प्रबन्ध गरिनेछ।

अन्तर्राष्ट्रिय ऊर्जा एजेन्सी (२०२१) ले निजी क्षेत्रको सहभागिताले प्रणालीको दक्षता र विश्वसनीयता वृद्धि गर्ने उल्लेख गरेको छ। साथै, आधुनिक ऊर्जा प्रणालीको विकासका लागि ठूलो मात्रामा लगानी, प्रविधि, नवप्रवर्तन र दक्ष बजार प्रणाली आवश्यक हुने भएकाले प्रसारण पूर्वाधारको विकासमा निजी क्षेत्रको सहभागिताले प्रणालीको दक्षता र विश्वसनीयता दुवै पक्षमा महत्त्वपूर्ण सुधार ल्याउने निष्कर्ष प्रस्तुत गरेको छ।

अन्तर्राष्ट्रिय ऊर्जा एजेन्सीले आधुनिक विद्युत् प्रणालीको दक्षता र विश्वसनीयता वृद्धि गर्न निजी क्षेत्रको सहभागिता अत्यन्त महत्त्वपूर्ण उपकरण हुने उल्लेख गरेको छ। प्रतिस्पर्धात्मक दबाब, आधुनिक प्रविधि र दक्ष व्यवस्थापनका माध्यमबाट निजी क्षेत्रले लागत दक्षता र प्रणालीको स्थायित्व दुवैमा सुधार ल्याउनेछ।

नेपाल जस्तो विकासशील देशका लागि महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि निजी क्षेत्रको सहभागिता प्रवर्द्धन गरी प्रसारण पूर्वाधार विकास र ऊर्जा सुरक्षा सुनिश्चित गर्ने प्रभावकारी रणनीति हुनसक्नेछ।

२. अवधारणात्मक ढाँचा

महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि बजारमा आधारित र नियामकीय रूपमा निर्देशित प्रणाली हो। यो विधि अनुसार विद्युत् प्रसारण आयोजनाहरूको छनोट, विकास र सञ्चालनलाई प्रतिस्पर्धात्मक विधि मार्फत विकास गर्न सकिनेछ। वास्तवमा, यो ढाँचाको केन्द्रमा "न्यूनतम महसुल प्रस्ताव" (lowest tariff bid) रहेको छ र यसैका आधारमा योग्य प्रस्ताव छनोट गरिनेछ।

यो प्रणालीमा सर्वप्रथम तोकिएको नोडल एजेन्सीले प्रसारण आयोजना पहिचान गरी त्यसको पूर्वसम्भाव्यता अध्ययन र आधारभूत संरचनात्मक डिजाइन आदि तयार गर्नेछ। त्यसपछि योग्यता प्रस्ताव (Request for qualification) प्रकाशन गरिने र प्राप्त प्रस्तावहरूको मूल्याङ्कन गरी योग्य सम्भाव्य बोलपत्रदाताहरू छनोट गरिनेछ।

सम्भाव्य बोलपत्रदाताहरू छनोट पछि प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्रको दोस्रो चरण प्रारम्भ हुनेछ। बोलपत्रको सम्पूर्ण प्रक्रिया पारदर्शी, निष्पक्ष र प्रतिस्पर्धात्मक हुनेछ । उक्त उद्देश्य हेतु मानक बोलपत्र कागजातहरू (standard bid documents) तयार गर्न आवश्यक हुनेछ।

निष्पक्ष र पारदर्शी आधारमा छनोट भएको प्रस्तावकले विशेष प्रयोजनीय संस्था वा कम्पनी (Special Purpose Vehicle -SPV) स्थापना गर्नुपर्नेछ र त्यस्तो संस्थाले सरकार वा नोडल एजेन्सीसँग आयोजना सम्झौता गरी

आयोजना विकास, निर्माण, सञ्चालन लगायत कार्यान्वयन पक्षलाई अगाडि बढाउनेछ। यो संस्थाले वित्तीय व्यवस्थापन, विस्तृत डिजाइन, निर्माण, सञ्चालन तथा मर्मत सम्भारको सम्पूर्ण जिम्मेवारी वहन गर्नुपर्नेछ।

यो अवधारणा अन्तर्गत निर्माण, सञ्चालन गरिने प्रसारण आयोजना सामान्यतया–Build-Operate-Transfer वा Build-Own-Operate-Transfer–मोडेलमा आधारित हुनेछ। जसमा निश्चित अवधिसम्म निजी क्षेत्रले सञ्चालन गरी लगानी फिर्ता गर्छ र त्यसपछि त्यस्तो पूर्वाधार सरकार वा सरकार अन्तर्गतको निकायलाई हस्तान्तरण गर्नुपर्नेछ।

यो अवधारणामा नियामक निकायले महसुल अनुमोदन वा स्वीकृत, सेवाको गुणस्तर अनुगमन र उपभोक्ताको हित संरक्षण सुनिश्चित गर्ने दायित्व निर्वाह गर्नुपर्नेछ। साथै, जोखिम बाँडफाँड (risk allocation) को सिद्धान्त अनुसार– निर्माण सम्बन्धी जोखिम निजी क्षेत्र, नीति तथा नियामकीय जोखिम (जस्तै कानूनमा परिवर्तन, नयाँ कर वा शुल्क, अनुमतिको अवधि र सर्तमा परिवर्तन वा महसुल नीति परिवर्तन आदि) सरकार र वित्तीय जोखिम वित्तीय संयन्त्र मार्फत वहन र व्यवस्थापन गरिनेछ।

महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि प्रतिस्पर्धी, पारदर्शी, दक्ष र जोखिम व्यवस्थापन जस्ता विशेषतामा आधारित एकीकृत प्रणाली भएकाले विद्युत् प्रसारण पूर्वाधारको विकासलाई दिगो, लागत-प्रभावी र समयमै सम्पन्न गर्न प्रेरित गर्नेछ।

यो विधि अन्तर्गत निर्माण गरिने प्रसारण पूर्वाधार प्रयोग बापतको महसुल निर्धारण गर्दा लगानी गरिएको पूँजीमा उचित प्रतिफल सुनिश्चित गरिनेछ। साथै, कार्यसम्पादनमा आधारित प्रोत्साहनहरू समावेश गरी कार्यक्षमता अभिवृद्धि गर्ने र अयोग्य खर्चहरू सिधै उपभोक्तामा सार्न नदिने व्यवस्था गर्नु पनि यो विधिको महत्त्वपूर्ण पक्ष हो।

यसका अतिरिक्त, यो विधिले भेदभाव रहित खुला पहुँच (open access) सुनिश्चित गर्नेछ, जसअन्तर्गत सबै योग्य प्रयोगकर्ताहरूलाई प्रसारण सञ्जालमा समान र निष्पक्ष पहुँच प्रदान गरिनेछ। महसुल निर्धारण प्रक्रिया पारदर्शिता, पूर्वानुमानयोग्यता र स्थायित्वका सिद्धान्तहरूमा आधारित हुनेछ। महसुल निर्धारण विधि, प्रक्रियाहरू नियामक निकाय जस्तै विद्युत् नियमन आयोगको निगरानीमा रहनेछन्। साथै, मुद्रास्फीति, विनिमय दर परिवर्तन जस्ता बाह्य आर्थिक कारक तथा क्षेत्रगत परिवर्तनलाई ध्यानमा राखी समय-समयमा महसुल दरमा पुनरावलोकन तथा समायोजन गर्ने सुविधा हुनेछ, जसले महसुल प्रणालीलाई सन्तुलित, उत्तरदायी र राष्ट्रिय विकासका उद्देश्यसँग सामञ्जस्य राख्न सहयोग गर्नेछ।

३. कानूनी र प्रक्रियागत आधार

महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधिको सफल कार्यान्वयनका लागि स्पष्ट कानूनी आधार, संस्थागत संरचना र मानक बोलपत्र, पारदर्शी मूल्याङ्कन प्रक्रिया जस्ता अपरिहार्य पक्ष सुनिश्चित गर्नुपर्नेछ।

कानूनी आधारको सन्दर्भमा विवेचना गर्दा यो विधि दर्जनौ राष्ट्रिय कानूनहरू जस्तै– विद्युत् ऐन, २०४९, विद्युत् नियमावली, २०५०, सार्वजनिक निजी साझेदारी ऐन, २०७४, सार्वजनिक खरिद ऐन, २०६३, सार्वजनिक खरिद नियमावली, २०६४, जग्गा प्राप्ति ऐन, २०३४, वन ऐन, २०७६, वातावरण ऐन, २०७६, विदेशी लगानी तथा प्रविधि हस्तान्तरण ऐन, २०७६ र नियामक निकाय– विद्युत् नियमन आयोग–द्वारा जारी भएका नियामकीय उपकरणहरूमा आधारित हुनेछन्। यी कानूनी दस्तावेजहरूले विद्युत् प्रसारण आयोजनाको पहिचान, वातावरणीय अध्ययन, जग्गा प्राप्ति, प्रसारण लाइनको मार्गस्थ अधिकार (right —of —way), बोलपत्रको तयारी, आयोजना

प्रवर्द्धकको छनोट र करार सम्बन्धी ढाँचा (contractual framework) का लागि स्पष्ट कानूनी र करारीय आधार निर्धारण गर्नेछन्। विशेषगरी प्रसारण सेवा सम्झौता (Transmission Service Agreement-TSA) जस्ता दीर्घकालीन सम्झौताले निजी प्रवर्द्धकको दायित्व, सेवा सुविधाको उपलब्धता, कार्यसम्पादन मापदण्ड, महसुल संरचना, जोखिम व्यवस्थापन र भुक्तानी संयन्त्र जस्ता आधारभूत पक्षलाई थप स्पष्ट गर्नेछ। साथै, नियामक निकायलाई महसुल निर्धारण, सेवाको गुणस्तर नियमन, विवाद समाधान, उपभोक्ताको हित संरक्षण जस्ता अधिकारहरू रहनेछन् ।यस किसिमका अधिकारले विद्युत् प्रणालीलाई कानूनी स्थायित्व प्रदान गर्न र विश्वसनीय बनाउन सकारात्मक सहयोग गर्नेछ।

बोलपत्र प्रक्रियालाई पारदर्शी, प्रतिस्पर्धात्मक, वस्तुनिष्ठ तथा कार्यान्वयनयोग्य बनाउन यसलाई विभिन्न चरणमा सञ्चालन गरिनेछ, जसलाई तल दिइएको छः-

पहिलो चरण, सम्बन्धित सरकारी निकाय वा नोडल एजेन्सीले प्रसारण आयोजना पहिचान गरी प्रारम्भिक अध्ययन, सम्भाव्यता विश्लेषण तथा आयोजनाको संरचना तयार गर्नेछ।

दोस्रो चरण, योग्यता सम्बन्धी प्रस्ताव (Request for Qualification) प्रकाशन गरी इच्छुक बोलपत्रदाताहरूको प्राविधिक र अनुभव सम्बन्धी योग्यताको मूल्याङ्कन गरी सूचीकरण गरिनेछ। तेस्रो चरण, योग्यता सम्बन्धी प्रस्तावको मूल्याङ्कनका आधारमा छनोट भएका योग्य पक्षहरू बीच वास्तविक प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र प्रक्रिया सञ्चालन गरिनेछ र यो प्रक्रियामा मुख्य चयन आधार न्यूनतम प्रस्तावित महसुल (lowest tariff bid) हुनेछ।

चौथो चरण, प्राप्त प्रस्तावहरूमा उल्लिखित न्यूनतम प्रस्तावित महसुल (lowest tariff bid) का आधारमा बोलपत्रको मूल्याङ्कन गरी सफल बोलपपत्रदाता छनोट हुनेछ।

पाँचौ चरण, छनोट भएको बोलपत्रदाता र नोडल एजेन्सी वा सम्बन्धित निकाय बीच प्रसारण सेवा सम्झौता सम्पन्न हुनेछ ।यो सम्झौताले आयोजनाको सम्पूर्ण चक्र भरिको– वित्तीय व्यवस्थापन, डिजाइन, निर्माण, सञ्चालन तथा मर्मत सम्भारलाई कानूनी रूपमा व्यवस्थित र परिभाषित गर्नेछ। यो प्रक्रियामा बोलपत्र सुरक्षण, कार्य सम्पादन सुरक्षण, नियन्त्रित खाता (escrow account) र भुक्तानी संयन्त्र लगायत जोखिम व्यवस्थापनमा व्यवस्थाहरू समेत समाविष्ट हुनेछन्।

संक्षेपमा, महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधिको कानूनी र प्रक्रियागत व्यवस्था एक समन्वित संरचना हो। कानूनी वैधता, नियामकीय नियन्त्रण र पारदर्शी प्रतिस्पर्धात्मक प्रक्रिया मार्फत विद्युत् प्रसारण पूर्वाधार आयोजना कार्यान्वयनका लागि सबलीकृत आधार तयार भई दीर्घकालीन रूपमा विद्युत् प्रणालीको विश्वसनीयता र आर्थिक दक्षता दुवैलाई सुदृढ गर्न मद्दत पुग्नेछ।

४. महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधिका लाभहरू

महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधिले सार्वजनिक खरिद प्रक्रियालाई स्वस्थ प्रतिस्पर्धा, उच्च स्तरको पारदर्शिता र कार्यक्षमता सुनिश्चित गर्दै आर्थिक, प्राविधिक तथा संस्थागत क्षेत्रमा महत्त्वपूर्ण लाभहरू सिर्जना गर्नेछ।

पहिलो र सबैभन्दा महत्त्वपूर्ण लाभ– लागत दक्षता र न्यून महसुल हो। न्यून महसुल प्रस्ताव (lowest tariff bid) का आधारमा प्रतिस्पर्धा हुने भएकाले विद्युत् प्रसारण आयोजना न्यूनतम लागतमा सम्पन्न हुने र उपभोक्ताका लागि विद्युत् प्रसारण शुल्क वा महसुल घट्ने सम्भावना रहन्छ।

दोस्रो, यो विधिले पारदर्शिता र सुशासनलाई सुदृढ बनाउनेछ। पूर्वनिर्धारित नियम, मानक बोलपत्र कागजात र खुला प्रतिस्पर्धात्मक प्रक्रियाले निर्णय प्रक्रियालाई पारदर्शी बनाई भ्रष्टाचार वा अनियमितताका सम्भावनालाई न्यूनीकरण गर्न सहयोगी हुनेछ।

तेस्रो, यो विधिले निजी लगानी आकर्षण गर्न महत्त्वपूर्ण भूमिका खेल्नेछ। स्पष्ट कानूनी ढाँचा, प्रसारण सेवा सम्झौता र दीर्घकालीन राजस्व सुनिश्चितताले निजी क्षेत्र र वित्तीय संस्थाहरूलाई लगानी गर्न प्रोत्साहित गर्नेछ।

चौथो, यो विधिले समयमा नै आयोजना सम्पन्न हुनेछ। कार्यसम्पादनमा आधारित सम्झौता, दण्ड तथा प्रोत्साहन जस्ता विषेशताका कारण प्रवर्द्धक कम्पनीहरू निर्धारित समय सीमाभित्र आयोजना सम्पन्न गर्न उत्प्रेरित हुनेछन्।

पाँचौं, यो विधिमा वित्तीय तथा पुँजीको जिम्मेवारी निजी क्षेत्रको हुने भएकाले पूर्वाधार आयोजनामा लगानी गर्नुपर्ने सार्वजनिक क्षेत्रको बोझ घट्छ र समग्र आयोजनाको लागि वित्तीय व्यवस्थापन प्रभावकारी र दक्ष हुनेछ।

छैटौं, यो विधिले आधुनिक प्रविधि, नवप्रवर्तन र दक्षता वृद्धिलाई विशेष प्रोत्साहन गर्छ। प्रतिस्पर्धात्मक वातावरणका कारण निजी कम्पनीहरूले आधुनिक प्रविधि, डिजिटल प्रणाली र प्रभावकारी व्यवस्थापन अभ्यास अवलम्बन गर्न स्वतन्त्र र सक्षम हुनेछन्।

सातौं, यसले सरकारी वित्तीय दायित्व घटाउन सकारात्मक योगदान दिनेछ। ठूला पूर्वाधार आयोजनाका लागि आवश्यक लगानी निजी क्षेत्रमार्फत परिचालन हुने भएकाले सरकारको बजेट माथिको दबाब पनि कम हुनेछ।

आठौ, यो विधिले दीर्घकालीन प्रणालीगत स्थायित्व र विश्वसनीयता कायम गर्न सहयोग गर्दै विद्युत् प्रसारण पूर्वाधारलाई दिगो, विश्वसनीय र प्रभावकारी बनाउन योगदान दिनेछ।

समग्रमा यो विधि लागत घटाउने, लगानी आकर्षित गर्ने, पारदर्शिता बढाउने र आयोजना कार्यान्वयनलाई तीव्र बनाउने जस्ता उपलब्धि हासिल गर्ने प्रभावकारी र रूपान्तरणकारी नीतिगत उपकरण हुनसक्नेछ।

५. प्रसारण महसुल निर्धारण विधि

प्रसारण महसुल निर्धारण विधि भन्नाले विद्युत् प्रसारण पूर्वाधारको विकास, सञ्चालन र मर्मत–सम्भारको लागतलाई न्यायोचित रूपमा पुनर्प्राप्ति गर्ने तथा प्रणालीलाई आर्थिक रूपमा दिगो बनाउने महत्त्वपूर्ण नियामकीय प्रक्रिया हो। विद्युत् बजार संरचना, लगानी जोखिम, सेवाको गुणस्तर र उपभोक्ताको हैसियत वा क्षमता जस्ता विभिन्न पक्षहरूलाई ध्यानमा राखी विभिन्न मुलुकहरूमा प्रसारण महसुल निर्धारणका विभिन्न विधिहरू अवलम्बन गरिएको छ। यी विधिहरूले लागत वितरण, पारदर्शिता, दक्षता र प्रतिस्पर्धात्मक वातावरण तयार गर्न सहयोग गर्नेछन्।हाल विभिन्न देशहरूले प्रयोग गरेका केही महत्त्वपूर्ण विधिहरूलाई तल प्रस्तुत गरिएको छः

[क] पोस्टेज स्टाम्प विधि (Postage Stamp Method): यो विधि प्रसारण महसुल/शुल्क निर्धारणको एक सरल र व्यवहारिक तरिका हो। यो विधि अन्तर्गत दूरी, स्थान वा वास्तविक प्रयोगको परिमाणका आधारमा नभइ सबै प्रयोगकर्ताबाट समान दरमा शुल्क लिइन्छ। यो विधिमा सम्पूर्ण प्रसारण प्रणालीको औसत लागत (average system cost) लाई आधार मानी प्रसारण महसुल निर्धारण गरी सबै प्रयोगकर्तामा समान रूपमा बाँडफाँड गरिन्छ। यो विधिमा कुनै प्रयोगकर्ताले नजिक वा टाढाबाट सेवा लिएको पनि महसुल दर समान रहन्छ। यो विधि कार्यान्वयन गर्न सजिलो, पारदर्शी र प्रशासनिक रूपमा कम झन्झटिलो हुने भएकाले प्राविधिक क्षमता र डाटा उपलब्धता सीमित रहेका देशहरूमा यो विधि प्रयोग गर्न उचित हुनेछ।

[ख]मेगावाट–किलोमिटर विधि (MW–KM Method): प्रसारण महसुल निर्धारणको सन्दर्भमा यो विधि तुलनात्मक रूपमा यथार्थपरक र प्रयोग-आधारित मानिन्छ।यो विधिमा विद्युत् प्रसारण प्रणालीको लागत प्रयोगकर्ताहरूबीच उनीहरूले प्रयोग गरेको विद्युत्को परिमाण (मेगावाट) र त्यसले तय गरेको दूरी (किलोमिटर) का आधारमा तय गरिनेछ। यो विधिमा प्रणालीमा विद्युत् के कसरी प्रवाह भएको छ भन्ने कुरा विद्युत्को भार प्रवाह (load flow) को अध्ययनका आधारमा विश्लेषण गरिन्छ र प्रत्येक प्रयोगकर्ताले कति दूरीसम्म कति परिमाणमा प्रसारण सेवा प्रयोग गरिरहेको छ भन्ने आधारमा महसुल निर्धारण गरिनेछ। यो विधिले वास्तविक सञ्जाल (नेटवर्क) प्रयोगलाई प्रतिबिम्बित गर्ने भएकाले पोस्टेज स्टाम्प विधिभन्दा बढी न्यायोचित र लागतपरक मानिन्छ। तर यसको कार्यान्वयनका लागि विस्तृत प्राविधिक अध्ययन, डाटा र भार विश्लेषण आवश्यक पर्नेछ।

[ग] नोडल मूल्य निर्धारण / स्थानिक सीमान्त मूल्य (Nodal Pricing / LMP) विधिः वास्तवमा यो विधि प्रसारण महसुल तथा विद्युत् मूल्य निर्धारणको एक अत्याधुनिक र उच्च पद्धति हो। जसअन्तर्गत विद्युत् प्रणालीका प्रत्येक "नोड" (विशिष्ट स्थान वा बसबार) मा फरकफरक मूल्य निर्धारण गरिन्छ। यो विधिले कुनै स्थानमा विद्युत् आपूर्ति गर्न लाग्ने वास्तविक सीमान्त लागतलाई प्रतिबिम्बित गर्छ– जसमा उत्पादन लागत, प्रसारण क्षति (losses) र प्रणालीमा हुने कन्जेसन जस्ता तत्वहरू समावेश भएका हुन्छन्। त्यसैले एउटै समयमा फरक फरक स्थानहरूमा विद्युत्को मूल्य पनि फरक फरक हुनसक्छ।

यो विधि विशेषगरी संयुक्त राज्य अमेरिका जस्ता उन्नत र प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत् बजारमा प्रयोग गरिन्छ। यसको प्रमुख फाइदा भनेको यथार्थपरक आर्थिक सङ्केत (price signals) प्रदान गर्नु हो–जसले उत्पादन, खपत र लगानी सम्बन्धी निर्णयलाई यथार्थपरक बनाउँछ। तर यसको कार्यान्वयनका लागि उच्चस्तरको प्राविधिक प्रणाली, विस्तृत डाटा र सक्षम संस्थागत संरचना आवश्यक पर्नेछ। यो विधि निकै जटिल भएकाले विकासशील देशहरूमा लागू गर्न चुनौतीपूर्ण हुन सक्छ।

[घ] क्षेत्रगत मूल्य निर्धारण विधि (Zonal Pricing Method): यो विधि प्रसारण महसुल तथा विद्युत् मूल्य निर्धारणको मध्यपथ पद्धति हो । यसले सम्पूर्ण विद्युत् प्रणालीलाई विभिन्न भौगोलिक वा प्राविधिक क्षेत्रहरूमा विभाजन गरी प्रत्येक क्षेत्रमा समान महसुल दर तय गर्नेछ। यो विधिअन्तर्गत एउटै क्षेत्रभित्रका सबै प्रयोगकर्ताको लागि एउटै मूल्य तय हुनेछ। तर फरक–फरक क्षेत्ररूबीच भिन्न महसुल हुनसक्छ।

[ङ] बिन्दु–सम्पर्क विधि (Point of Connection – PoC Method): यो विधि प्रसारण महसुल निर्धारणको एक उन्नत र सन्तुलित पद्धति हो । यसमा प्रयोगकर्ताले तिर्नुपर्ने महसुल उनीहरूले विद्युत् प्रणालीमा प्रयोग गरेको विद्युत् प्रवाह (injection) र प्राप्ति (drawal) बिन्दुको आधारमा महसुल निर्धारण गरिन्छ। अर्थात् विद्युत् उत्पादन केन्द्रले जुन बिन्दुबाट विद्युत् प्रवाह सुरु गर्छ र उपभोक्ताले जुन बिन्दुबाट विद्युत् प्राप्त गर्छ ती बिन्दुहरूको स्थानगत प्रभावलाई ध्यानमा राखी महसुल तय गरिन्छ। यो विधिलाई समानता र दक्षता बीच सन्तुलन कायम गर्ने प्रभावकारी उपाय पनि मानिन्छ।यो विधिको सफल कार्यान्वयनका लागि प्राविधिक विश्लेषण, नेटवर्क अध्ययन तथा पर्याप्त डाटा आवश्यक हुनेछ।

[च] बढोत्तरी लागत विधि (Incremental / Marginal Cost Method) : यो विधि प्रसारण महसुल निर्धारणको सन्दर्भमा आर्थिक रूपमा दक्ष र सैद्धान्तिक रूपमा उन्नत पद्धति मानिन्छ। यसमा प्रणालीमा थप एकाइ (additional unit) का लागि प्रसारण सेवा उपलब्ध गराउँदा लाग्ने अतिरिक्त लागतका आधारमा महसुल निर्धारण गरिन्छ।अर्थात् नयाँ प्रयोगकर्ता थपिँदा वा अतिरिक्त विद्युत् प्रवाह हुँदा प्रणाली विस्तार वा सुदृढीकरण

गर्न लाग्ने लागतलाई ध्यानमा राखेर महसुल निर्धारण गरिन्छ।

यो विधिले दीर्घकालीन रूपमा सही आर्थिक सङ्केत प्रदान गर्ने भएपनि व्यवहारमा यसको कार्यान्वयन जटिल हुनसक्छ। किनकि भविष्यको माग, प्रणाली विस्तार र लगानी आवश्यकताको यथार्थपरक पूर्वानुमान गर्नुपर्ने हुन्छ। यसका लागि उच्च स्तरको प्राविधिक क्षमता, विस्तृत डाटा र सुदृढ संस्थागत व्यवस्था आवश्यक हुन्छ।

[छ] मिश्रित विधिहरू (Hybrid Methods) : प्रसारण महसुल निर्धारणको यो विधि यस्तो दृष्टिकोण हो, जसमा विभिन्न विधिका तत्वहरूलाई संयोजन गरी एक सन्तुलित र व्यावहारिक प्रणाली तयार गरिन्छ। यसमा पोस्टेज स्टाम्प, मेगावाट–किलोमिटर, बिन्दु–सम्पर्क वा सीमान्त लागत जस्ता विधिका उपयुक्त पक्षहरूलाई मिलाएर प्रसारण महसुल निर्धारण गरिन्छ।

यो विधिको मुख्य उद्देश्य भनेको कुनै एक विधिको कमजोरीलाई अर्को विधिको बलियो पक्षले परिपूर्ति गर्नु हो। उदाहरणका लागि, आधारभूत शुल्कका लागि पोस्टेज स्टाम्प विधि प्रयोग गरी समावेशिता सुनिश्चित गर्न सकिन्छ भने, स्थानगत सङ्केतका लागि बिन्दु–सम्पर्क वा मेगावाट– किलोमिटर विधिका अवयव समावेश गर्न सकिन्छ। धेरै देशहरूले आफ्नो विद्युत् बजारको विकास स्तर, प्राविधिक क्षमता र नीतिगत प्राथमिकताअनुसार मिश्रित प्रणाली अपनाएका छन्।

६. नेपालको सन्दर्भमा महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र

विधिको सम्भावना र चुनौती

नेपालमा जलविद्युत् उत्पादनको उच्च सम्भावना भए तापनि प्रसारण पूर्वाधारको सीमितताका कारण उत्पादन क्षमता पूर्ण रूपमा उपयोग हुन सकेको छैन्। नेपालको सन्दर्भमा महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि विद्युत् प्रसारण तथा ऊर्जा पूर्वाधार विकासका लागि अत्यन्त सम्भावनायुक्त छ। परम्परागत लागतमा आधारित मोडेलको तुलनामा यो विधिले आयोजना लागत नियन्त्रण गर्न, प्रतिस्पर्धा मार्फत न्यूनतम सम्भावित महसुल निर्धारण गर्न र सार्वजनिक स्रोतहरूको दक्ष उपयोग सुनिश्चित गर्न महत्त्वपूर्ण योगदान पुऱ्याउनेछ।

पहिलो, यो विधिले पारदर्शिता र उत्तरदायित्वलाई मजबुत बनाउँदै सार्वजनिक खरिद प्रक्रियामा हुने भ्रष्टाचार, अनियमितता, लागत वृद्धि, न्यून गुणस्तर जस्ता जोखिम घटाउन सहयोगी हुनेछ। प्राविधिक रूपमा सक्षम र आर्थिक रूपमा प्रतिस्पर्धी प्रस्ताव छनोट हुने भएकाले सेवाको गुणस्तर र प्रणालीको विश्वसनीयता पनि गुणात्मक रूपमा सुधार हुनेछ।

दोस्रो, नेपालको विद्युत् क्षेत्रको संरचनात्मक सुधार तथा नियामकीय भूमिकामा रहेका निकाय –जस्तै विद्युत् नियमन आयोग– का लागि दीर्घकालीन रूपमा स्थायित्व र पूर्वानुमानयोग्य महसुल निर्धारणका लागि मार्गदर्शन गर्ने आधार बन्न सक्छ । यो विधि नेपालको पूर्वाधार विकासको गतिलाई तीव्र, पारदर्शी र दिगो बनाउने महत्त्वपूर्ण माध्यम बन्न सक्नेछ ।

तेस्रो, निजी क्षेत्रको सहभागिता मार्फत प्रसारण लाइनहरूको निर्माण छिटो र निर्धारित समयमा सम्पन्न गर्न सकिने भएकाले जलविद्युत् आयोजनाहरूलाई राष्ट्रिय ग्रिड तथा सीमापार बजारसँग जोड्न सहज हुनेछ।

चौथो, यो विधिले निजी तथा वैदेशिक लगानी आकर्षित गर्न सहयोग पुऱ्याउनेछ, किनकि स्पष्ट करार सम्बन्धी संरचना, प्रसारण सेवा सम्झौता र दीर्घकालीन महसुलको सुनिश्चितताले लगानीकर्तालाई विश्वस्त बनाउन सहयोग

गर्नेछ।

पाँचौ, यो विधिले लागत दक्षता र महसुल न्यूनीकरणका सम्भावना प्राप्तिको विश्वासिलो आधार बन्नसक्नेछ र यसबाट उपभोक्ता र प्रणाली दुवै लाभान्वित हुनेछन्।

चौथो, यसले नेपाललाई भारत र चीन जस्ता छिमेकी देशसँगको सीमापार विद्युत् व्यापार (cross-border electricity trade) विस्तार गर्न सक्षम बनाउँछ र क्षेत्रीय बजारमा विद्युत् निर्यातको सम्भावना वृद्धि हुनेछ।

छैठौं, यसले विद्युत् नियमन निकाय र संस्थागत संरचनालाई अझ व्यवस्थित र व्यावसायिक बनाउन सहयोग गर्छ।

यो विधिको प्रयोगबाट नेपाललले उल्लेखनीय लाभ दिनसक्ने प्रशस्त आधारहरू रहेभए पनि कार्यान्वयन पक्षमा प्रशस्त कानूनी र संरचनागत चुनौतीहरू विद्यमान छन्।

[१] महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि कार्यान्वयनका प्रमुख चुनौतीमा जग्गा प्राप्तिको विषय प्रमुख समस्याका रूपमा रहेको छ। यसअन्तर्गत प्रसारण लाइन निर्माणका लागि आवश्यक मार्गस्थको अधिकार (Right- of- Way) प्राप्त गर्ने प्रक्रियामा हुने ढिलाइ, स्थानीय अवरोध र क्षतिपूर्ति सम्बन्धी विवादले आयोजना कार्यान्वयनमा प्रत्यक्ष असर पर्नसक्नेछ।

[२] नियमन सम्बन्धी व्यवस्था अनिश्चित र अस्पष्ट हुनु अर्को महत्त्वपूर्ण चुनौती हो, जसले महसुल निर्धारण, अनुबन्ध व्यवस्थापन र विवाद समाधान प्रक्रियामा अस्पष्टता सिर्जना गरी लगानीकर्ताको विश्वास कमजोर बनाउन सक्छ।

[३] विद्युत् ऐन, २०४९ लगायतका मूल कानूनी संरचनामा महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि सम्बन्धी स्पष्ट र विस्तृत कानूनी व्यवस्था नहुनु पनि एक कानूनी र संरचनागत कमजोरी हो। प्रतिस्पर्धात्मक प्रसारण खरिद, महसुल निर्धारण प्रक्रिया, योग्य आयोजना प्रवर्द्धकको छनोटका मापदण्ड तथा सार्वजनिक–निजी साझेदारी सम्बन्धी स्पष्ट कानूनी आधार पर्याप्त रूपमा संस्थागत नभएको हुँदा दीर्घकालीन लगानीको वातावरणलाई स्वभाविक रूपमा कमजोर बनाउँछ।

[४] प्रसारण पूर्वाधार आयोजनाहरू अत्यधिक पूँजी-प्रधान हुने भएकाले दीर्घकालीन वित्तीय स्रोतको उपलब्धता, उच्च ब्याजदर, तथा सीमित घरेलु वित्तीय बजारका कारण आयोजनाको लागि वित्तीय स्रोतको प्रबन्ध थप जटिल बन्न सक्छ।

[५] संस्थागत समन्वयको अभाव पनि महत्त्वपूर्ण चुनौती हो। विद्युत् क्षेत्रको विकासमा संलग्न विभिन्न निकायहरू बीच स्पष्ट भूमिकाको अभाव, कार्यक्षेत्रको दोहोरोपन र निर्णय प्रक्रिया पनि, केही हदसम्म, त्रुटिपूर्ण पनि छ। नीति निर्माण गर्ने निकाय, नियामक संस्था, कार्यान्वयन गर्ने निकाय तथा निजी क्षेत्र बीच प्रभावकारी समन्वय नहुँदा आयोजना कार्यान्वयनमा ढिलाइ, लागत वृद्धि लगायतका अनिश्चित अवस्था उत्पन्न हुने वातावरण छ। विशेषतः प्रसारण लाइन निर्माण, जग्गा अधिग्रहण, वातावरणीय स्वीकृति र वित्तीय व्यवस्थापन जस्ता विषयमा बहुपक्षी संलग्न रहने भएकाले समन्वयको कमजोरीले समग्र प्रणालीको दक्षता घटाउने गर्दछ। ऊर्जा क्षेत्रका विभिन्न निकायहरू बीच देखिने संस्थागत समन्वयको अभावले आयोजनाको पहिचान, तयारी, अनुमोदन र कार्यान्वयन प्रक्रियामा ढिलाइ तथा असक्षमता उत्पन्न गरी यो विधिको प्रभावकारितालाई कमजोर बनाउने सम्भावना रहन्छ।

[६] वित्तीय दृष्टिले, प्रसारण पूर्वाधार अत्यधिक पूँजी-प्रधान भएकाले दीर्घकालीन वित्तीय स्रोतको उपलब्धता, उच्च लागत तथा सीमित घरेलु पूँजी बजारका कारण परियोजना वित्तीय रूपमा चुनौतीपूर्ण बन्न पुग्छ। साथै,

भुक्तानी जोखिम, विशेषगरी विद्युत् खरिद गर्ने संस्था (off-taker) को वित्तीय क्षमता र समयमै भुक्तानी गर्ने क्षमतासँग सम्बन्धित अनिश्चितताले निजी लगानी आकर्षणमा प्रत्यक्ष नकारात्मक प्रभाव पार्न सक्छ ।

यसका अतिरिक्त, सूचना आदान–प्रदानको अभाव, डिजिटल प्रणालीको अपर्याप्त प्रयोग तथा एकीकृत योजना निर्माणको कमीले पनि समन्वयलाई थप जटिल बनाएको छ । परिणाम स्वरूप, दीर्घकालीन रणनीतिक लक्ष्यहरू प्राप्त गर्न कठिनाइ उत्पन्न भई विद्युत् क्षेत्रको दिगो विकासमा अवरोध सिर्जना भएको छ ।

७. नीतिगत सुझाव

नेपालमा महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधिको प्रभावकारी कार्यान्वयनका लागि स्पष्ट, स्थिर र समन्वित नीतिगत तथा संस्थागत सुधार आवश्यक छ । अतः पूर्वोक्त अध्यायमा विवेचित समस्या र चुनौतीहरूको समुचित सम्बोधनका लागि देहायका नीतिगत उपायहरू अवलम्बन गर्न सिफारिस गरिएको छ ।

[१] नीतिगत स्पष्टता, संस्थागत समन्वय, वित्तीय संरचनाको सुदृढीकरण तथा प्राविधिक क्षमता अभिवृद्धिमा केन्द्रित सुधार आवश्यक छ । साथै, सार्वजनिक तथा निजी क्षेत्रबीचको सहकार्यलाई प्रवर्द्धन गर्दै प्रतिस्पर्धात्मक र उत्तरदायी प्रणालीको विकास गर्न पनि अपरिहार्य छ ।

[२] नियामकीय स्थायित्व सुनिश्चित गर्न पनि अत्यन्त जरुरी भएको छ । महसुल निर्धारण, प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि, करार वा सम्झौता कार्यान्वयन र व्यवस्थापन तथा विवाद समाधान सम्बन्धी नियमहरू स्थिर, पूर्वानुमानयोग्य र दीर्घकालीन रूपमा अपरिवर्तनीय रहने सुनिश्चित गर्न आवश्यक छ । यसले मात्र लगानीकर्ताको विश्वास जित्न सक्नेछ ।

[३] संस्थागत क्षमता अभिवृद्धिः ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय, विद्युत् नियमन आयोग जस्ता नियामक निकाय, प्रसारण कम्पनी तथा सम्बन्धित सरोकारवाला संस्थाहरूको प्राविधिक, कानूनी र वित्तीय क्षमता सुदृढ गरी महसुलमा आधारित बोलपत्र विधि जस्तो जटिल प्रणालीलाई प्रभावकारी रूपमा कार्यान्वयन र सञ्चालन गर्न सक्षम बनाउन आवश्यक छ ।

[४] भुक्तानी सुरक्षा प्रणाली मजबुत बनाउनु आवश्यक छ । विद्युत् खरिद गर्ने संस्था (off-taker) जोखिम न्यूनीकरणका लागि नियन्त्रित खाता (escrow account) को व्यवस्था, प्रतितपत्र, राज्यको तर्फबाट दिने सार्वभौम प्रतिभूति (sovereign guarantee) वा अन्य विश्वसनीय वित्तीय सुरक्षा संयन्त्रहरू विकास गरी लगानीकर्ताको विश्वास हासिल गर्न सक्नुपर्छ ।

[५] जग्गा अधिग्रहण प्रक्रियालाई सरलीकृत गर्न अत्यन्त आवश्यक छ । प्रसारण लाइनको लागि मार्गस्थ अधिकार सम्बन्धी प्रक्रिया छिटो, पारदर्शी र क्षतिपूर्ति रकम तथा निर्धारण प्रक्रियालाई प्रभावकारी बनाउन कानूनी तथा प्रशासनिक सुधार आवश्यक छ ।

[६] एकीकृत योजना निर्माण (integrated planning) गर्नुपर्छ । उत्पादन, प्रसारण र वितरण योजना बीच समन्वय कायम गर्दै दीर्घकालीन ऊर्जा मास्टर प्लान अनुसार आयोजना पहिचान र प्राथमिकताक्रम निर्धारण गर्नुपर्छ ।

[७] जोखिम न्यूनीकरण उपायहरू अपनाउनु पनि आवश्यक छ । निर्माण, वित्तीय, नियामकीय तथा बजारसँग सम्बन्धित जोखिमहरू स्पष्ट रूपमा पहिचान गरी संलग्न पक्षहरू बीच प्रभावकारी रूपमा बाँडफाँड गर्ने व्यवस्था हुनुपर्छ ।

[८] विशेषतः नीतिगत स्पष्टताका लागि मौजुदा विद्युत्सँग सम्बन्धित कानूनहरू जस्तै विद्युत् ऐन, २०४९, नेपाल

विद्युत् प्राधिकरण ऐन, २०४१,सार्वजनिक निजी साझेदारी ऐन, २०७६ लगायत वन तथा वातावरणसँग सम्बन्धित कानूनमा पनि सुधार र परिमार्जन आवश्यक छ। यसका अतिरिक्त, जग्गा प्राप्ति र मार्गस्था अधिकार बापतको क्षतिपूर्तिको रकम र क्षतिपूर्ति निर्धारण प्रक्रियामा पनि आमूल सुधार आवश्यक छ। यी कानूनहरूमा गरिने सुधार र परिमार्जनले मात्र महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक विधि अन्तर्गत पूर्वाधार संरचनाको विकास, निर्माण र सञ्चालन सहज र प्रभावकारी हुन सक्नेछ।

[९] जग्गा प्राप्ति, वन क्षेत्र लगायत प्रसारण लाइनको मार्गस्थ अधिकारको क्षतिपूर्ति रकम निर्धारण, रुख कटानको स्वीकृति, मानक बोलपत्र तयारी र बोलपत्रको सूचना प्रकाशन, मूल्याङ्कन र त्यस पश्चात् सम्झौता सम्पन्न गर्ने लगायतका कार्यका लागि समर्पित नोडेल एजेन्सीको व्यवस्था गरी एकल निकायलाई जिम्मेवारी दिने व्यवस्था गर्नुपर्नेछ।

[१०] संस्थागत समन्वय, वित्तीय संरचनाको सुदृढीकरण तथा मानक बोलपत्र कागजातहरू (standard bid documents) तयार गर्ने लगायतका अन्य प्राविधिक क्षमता अभिवृद्धिमा केन्द्रित सुधार आवश्यक छ। साथै, सार्वजनिक तथा निजी क्षेत्र बीचको सहकार्यलाई प्रवर्द्धन गर्दै प्रतिस्पर्धात्मक र उत्तरदायी प्रणालीको विकास गर्नु पनि अपरिहार्य छ।

७. उपसंहार

महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधि विद्युत् प्रसारण पूर्वाधार विकासलाई तीव्र, दक्ष र लगानीमैत्री बनाउने एक रूपान्तरणकारी नीतिगत उपकरण भएको छ। यसले प्रतिस्पर्धा, पारदर्शिता र न्यून लागत जस्ता पक्षहरूलाई अभिवृद्धि गर्दै निजी तथा वैदेशिक लगानी आकर्षित गर्ने क्षमता राख्नसक्छ। तथापि, यसको सफल कार्यान्वयनका लागि नियामकीय स्थायित्व, संस्थागत क्षमता, भुक्तानी सुरक्षा, जग्गा प्राप्ति तथा मार्गस्थ क्षेत्रमा पर्ने जग्गाको उचित क्षतिपूर्तिको प्रबन्ध, विद्युत् ऐन लगायत अन्य सम्बद्ध कानूनमा सुधार र परिवर्तन, प्रभावकारी जोखिम व्यवस्थापन जस्ता विषयहरूलाई उचित तरिकाले सम्बोधन गर्न अनिवार्य हुनेछ। यी सुधारहरू सुनिश्चित गर्न सकिएमा

नेपालको सन्दर्भमा पनि महसुलमा आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र विधिलाई सही र प्रभावकारी रूपमा कार्यान्वयन गर्न सकिएमा प्रसारण पूर्वाधार विकासका लागि एक रूपान्तरणकारी अवधारणा बन्न सक्नेछ। यसले प्रतिस्पर्धा, दक्षता र पारदर्शिता प्रवर्द्धन गर्ने हुँदा नेपालको विद्युत् क्षेत्रको आधुनिकीकरण र आर्थिक विकासमा महत्त्वपूर्ण योगदान दिनसक्नेछ। यद्यपि, यसको सफल कार्यान्वयनका लागि सुदृढ नियामकीय उपकरण, संस्थागत क्षमता र प्रभावकारी कानूनी व्यवस्था आवश्यक हुनेछ।

सन्दर्भग्रन्थ सूची

[1] Asian Development Bank. (2018). Developing competitive electricity markets and private sector participation in power transmission. Manila: ADB. (Supports transmission pricing reforms, market-based tariff design, and PPP-based transmission cost recovery models such as PoC and hybrid pricing systems.)

[2] Central Electricity Regulatory Commission. (2019). Guidelines for tariff-based competitive bidding process for transmission service. New Delhi: Government of India. (Provides framework for competitive transmission pricing and tariff discovery mechanisms.)

[3] Electricity Regulatory Commission Nepal. (2024). Draft regulatory framework for transmission tariff determination and licensing. Kathmandu: ERC Nepal. (Includes provisions relevant to cost-based and regulatory transmission pricing approaches.)

[4] Federal Energy Regulatory Commission. (2011). Order No. 1000: Transmission planning and cost allocation. Washington, DC: FERC. (Establishes principles for regional cost allocation, congestion pricing, and transmission pricing reform in the US.)

[5] Government of India, Ministry of Power. (2015). Guidelines for tariff-based competitive bidding process for transmission service. New Delhi: Government of India. (Defines competitive bidding-based transmission pricing mechanisms used in India.)

[6] International Energy Agency. (2020). Power systems in transition: Challenges and opportunities for grid development. Paris: IEA. (Discusses evolving pricing mechanisms including nodal, zonal, and hybrid transmission pricing models.)

[7] International Energy Agency. (2021). World energy outlook 2021: Electricity system transformation and investment needs. Paris: IEA. (Provides global context on electricity market design and investment-linked transmission pricing.)

[8] Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2004). Fundamentals of power system economics. Wiley. (Core theoretical reference for marginal cost pricing, zonal pricing, and transmission cost allocation methods.)

[9] Organization for Economic Co-operation and Development. (2019). Public procurement and infrastructure governance. Paris: OECD Publishing. (Supports competitive procurement and tariff-based bidding approaches for infrastructure pricing.)

[10] Sharma, R., & Singh, A. (2020). Competitive bidding in electricity transmission: Efficiency and policy implications in India. Energy Policy Review, 45(3), 112–125. (Analyzes tariff-based competitive bidding and efficiency of transmission pricing models in India.)

[11] Stoft, S. (2002). Power system economics: Designing markets for electricity. IEEE Press. (Foundational work on Locational Marginal Pricing (LMP), nodal pricing, and congestion-based transmission pricing.)

[12] World Bank. (2020). Electricity transmission and distribution reforms in developing countries. Washington, DC: World Bank Group. (Covers MW-km, postage stamp, distance-based, and incremental cost pricing methods.)

[13] World Bank. (2021). Global infrastructure financing trends and private sector participation. Washington, DC: World Bank Group. (Supports hybrid pricing models and cost recovery mechanisms in transmission investment.)

Operational Frequency Characteristics of the Integrated Nepal Power System (INPS): A Comprehensive Statistical Analysis[1]

✍ **Sandeep Neupane[2]**

1. Introduction and Data Framework

The system frequency of the Integrated Nepal Power System (INPS) serves as a real-time indicator of the balance between electricity generation and demand. A frequency of exactly 50 Hz represents a perfect equilibrium, while deviations signal a mismatch: values below 50 Hz occur when demand exceeds supply, and values above 50 Hz indicate a surplus of generation. To characterize this behavior for the design of a Deviation Settlement Mechanism (DSM), study utilized a dataset from the NEA

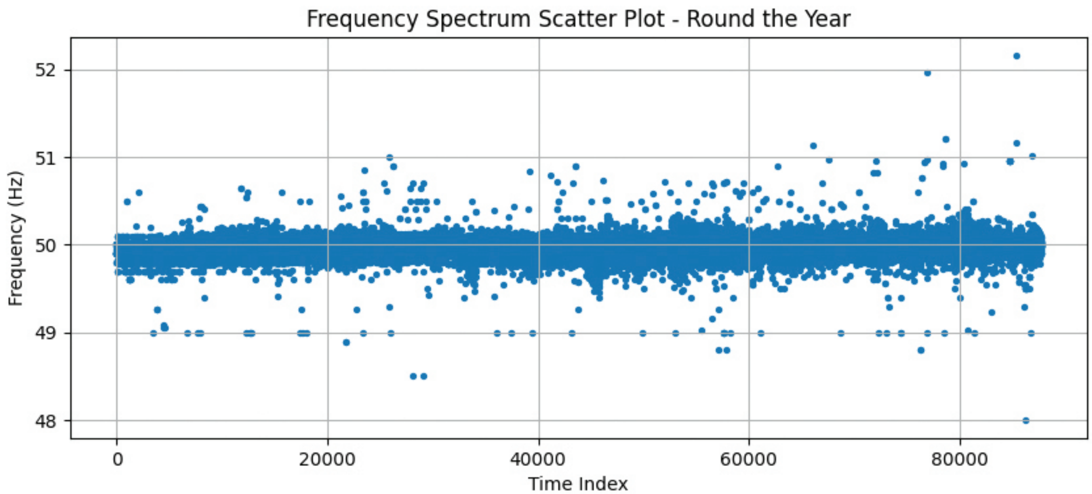
To account for Nepal's unique hydrological profile, the data was segregated into Wet (June–November) and Dry (December–May) seasons, aligned with the prevailing Power Purchase Agreement (PPA) framework. This categorization is essential because the INPS is heavily dominated by Run-of-River (RoR) plants, which lack reservoir capacity and exhibit significant seasonal generation variability.

2. Descriptive Statistical Analysis and Visualization

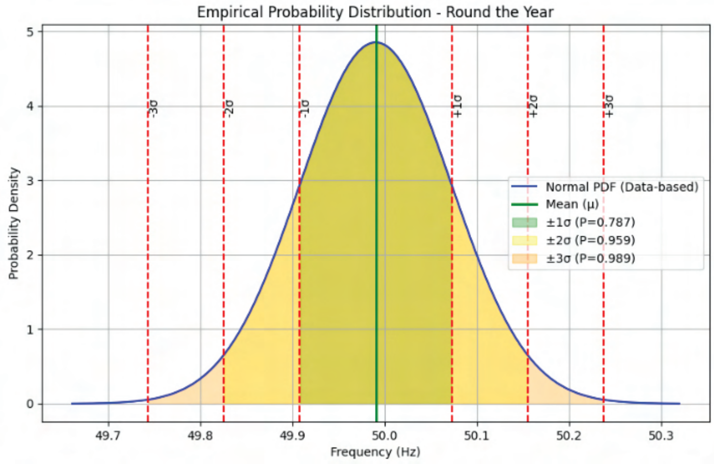
The operational behavior of the INPS was first mapped using frequency scatter plots and time-series distributions. These visualizations are used to identify the occurrence of over-frequency and under-frequency events, which serve as direct indicators of grid instability. The analysis reveals that the INPS remains remarkably close to its 50 Hz target across all seasons, with a calculated sample mean (μ) of approximately 49.99 Hz.

1 The contents of this article are adapted from the author's thesis dissertation entitled "Design of Deviation Settlement Mechanism (DSM) for Nepal Under Open Access Regime."

2 The author is assigned to the Electricity Regulatory Commission in the capacity of Engineer. (M: 9867031767) -- Editors



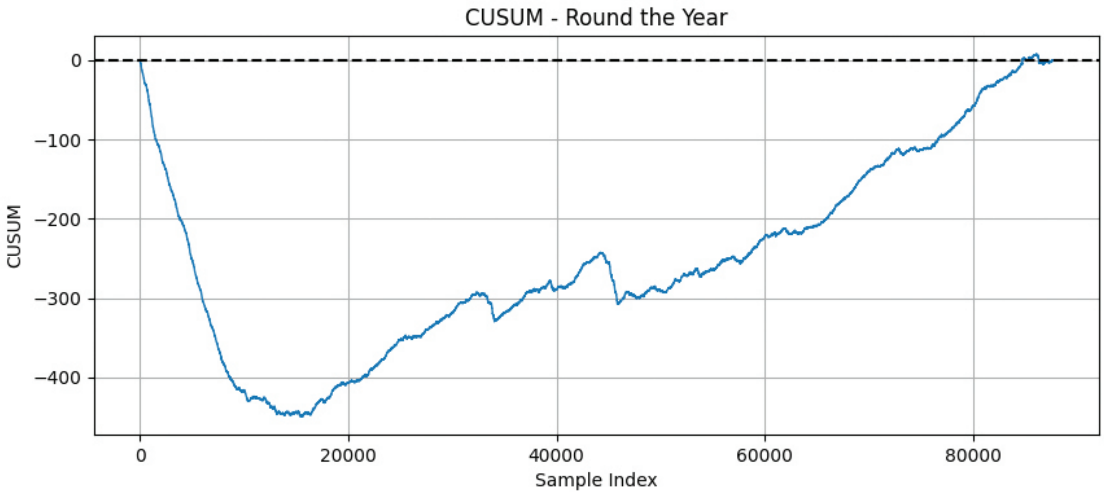
The sigma band (standard deviation) was utilized to measure the scatter of the frequency data. Statistically, the data demonstrates high reliability: 78.7% of all recorded frequency values reside within the μ±σ band, while 98.9% are captured within the wider μ±3σ range. This consistency holds relatively uniform during seasonal shifts, with the Dry season covering 98.8% and the Wet season covering 99.0% of data points within three standard deviations. These standard deviation bands are fundamental to the study as they provide the mathematical evidence required to define Normal, Alert, and Emergency states within the proposed DSM pricing framework.

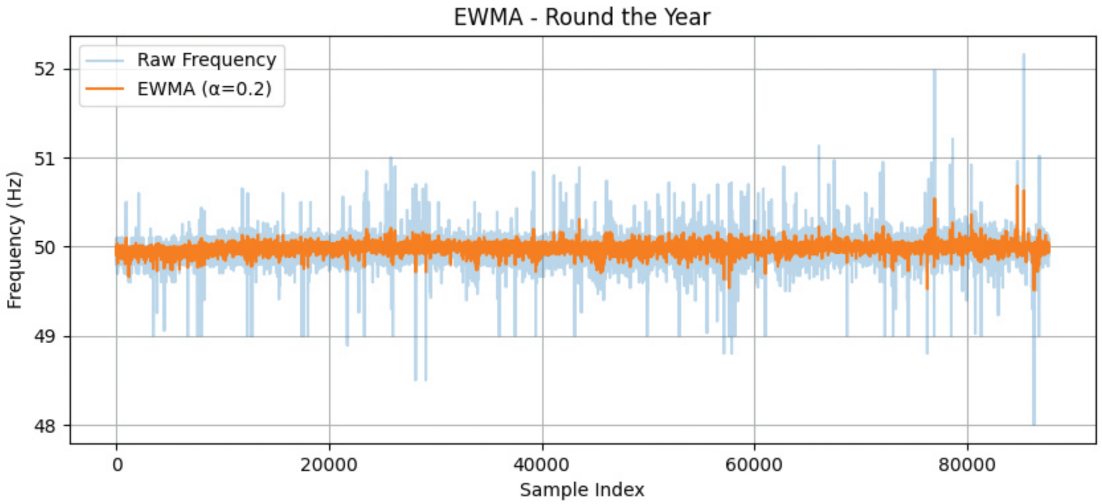


3. Statistical Process Control: CUSUM and EWMA Analysis

To detect stability trends that standard observations might miss, the study employed Statistical Process Control (SPC) tools. The Cumulative Sum (CUSUM) plots were used to integrate deviations over several time periods to identify small, persistent

shifts in the mean frequency. The CUSUM plots for the INPS exhibit a characteristic pattern of initial steady decline followed by a consistent upward trend back toward the baseline. This behavior reveals the system's "long-term memory," highlighting periods where the grid experienced sustained deviations from the target before eventually recovering to equilibrium.



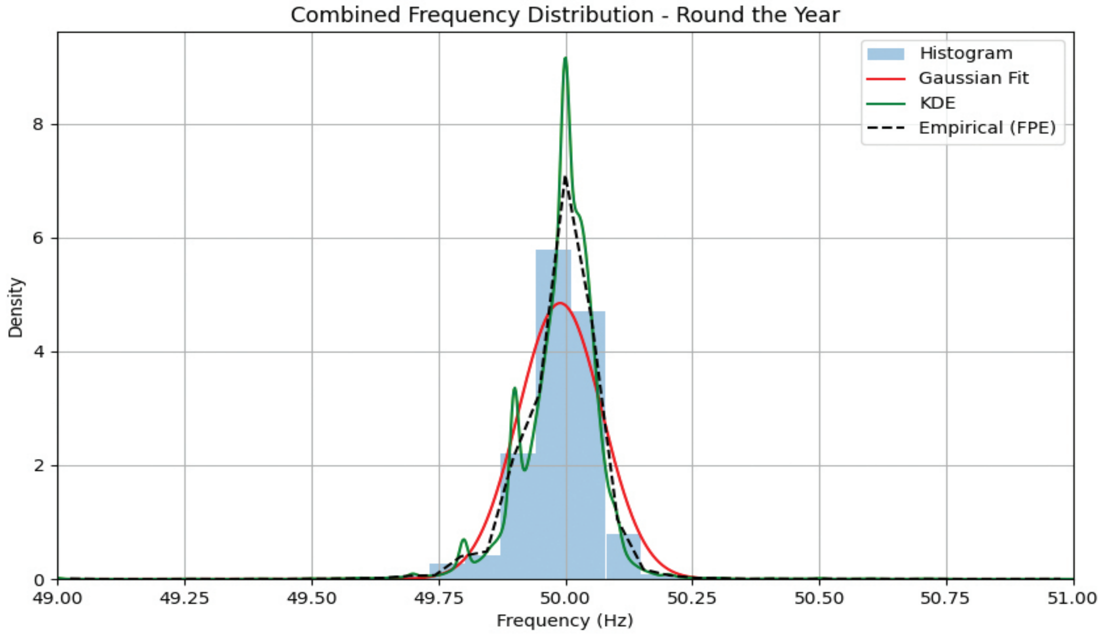


Furthermore, the Exponentially Weighted Moving-Average (EWMA) curve was used to filter out short-term volatility. While raw frequency data shows instantaneous spikes reaching above 52 Hz or falling to 48 Hz, the EWMA curve (with a smoothing constant α=0.2) removes this high-frequency noise. The resulting curve remains more closely aligned with the 50 Hz baseline, demonstrating the system's underlying ability to maintain equilibrium despite transient disturbances.

4. Probability Modeling and Distribution Characteristics

The frequency behavior was further analyzed using Probability Density Functions (PDF), comparing a theoretical Gaussian (Normal) fit with data-driven Kernel Density Estimation (KDE) and Empirical Fokker-Planck Equation (FPE) curves. While the frequency distribution is generally symmetric and centered near 50 Hz, the KDE and FPE curves exhibit a sharper, more defined peak than the standard Gaussian model. This indicates that the system frequency remains within an extremely tight range for most of its operation.

However, the analysis also reveals the presence of complex structures, including bi-modality (due to governor deadbands) and heavy tails, which indicate a higher incidence of large deviations than predicted by standard models. These fat-tail distributions are a critical consideration for the DSM, as they necessitate more aggressive pricing at the extremes to deter participants from stressing the grid during these rare but high-impact events.



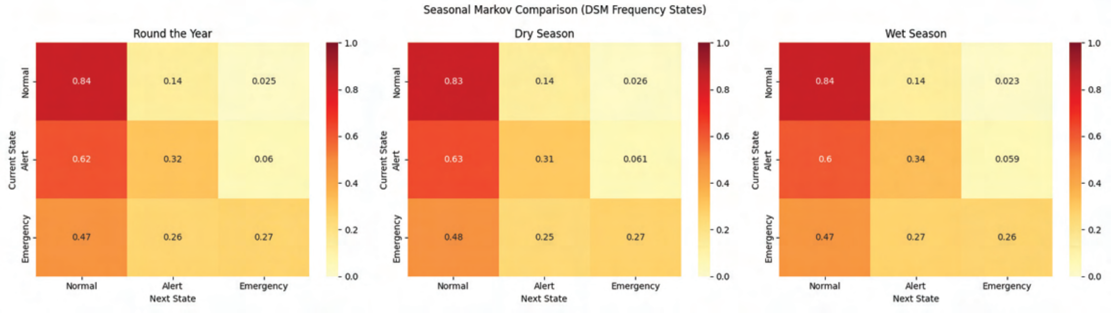
5. Dynamic Stability: Drift and Diffusion Analysis

Utilizing the Fokker-Planck equation, the study separated the deterministic and stochastic components of frequency fluctuation. The Drift characteristic represents the deterministic restoring force or frequency bias based on the system's physics. The comparative drift plots show a strong restoring characteristic: when frequency is low, the drift is positive (pulling the frequency up), and when high, it is negative (pushing it back down). This confirms that the INPS possesses inherent physical properties that naturally work to return the system to equilibrium.

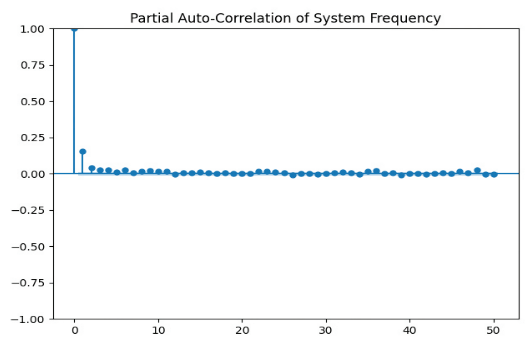
Conversely, the Diffusion characteristic accounts for random dispersion caused by stochastic disturbances or white noise. The results show that while the system is very stable near 50 Hz (where diffusion is nearly zero), it becomes highly volatile at the extremes. Significant spikes in diffusion occur when the frequency drops below 49.25 Hz or rises above 50.75 Hz. These findings justify the "Emergency state" thresholds used in the DSM pricing vector, as random disturbances become significantly harder for the system operator to manage during these large deviations.

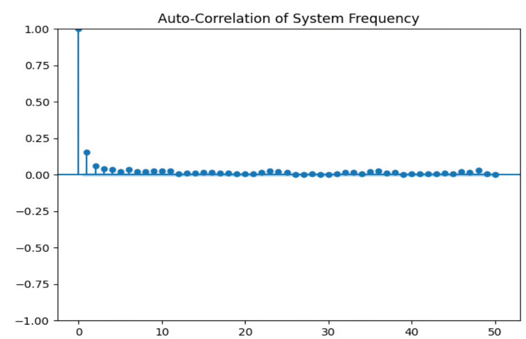
6. Stochastic State Transitions and Stationarity

To quantify the probability of the grid moving between defined operational states, a Markov Transition Matrix was employed. The analysis shows that the INPS has a high degree of state persistence in the Normal range, with a probability of 0.83 to 0.84 across all seasons. Furthermore, the system exhibits strong recovery potential, with a 60% to 63% likelihood of returning from an Alert state back to Normal, compared to a remarkably low 6% chance of escalating into a full Emergency.



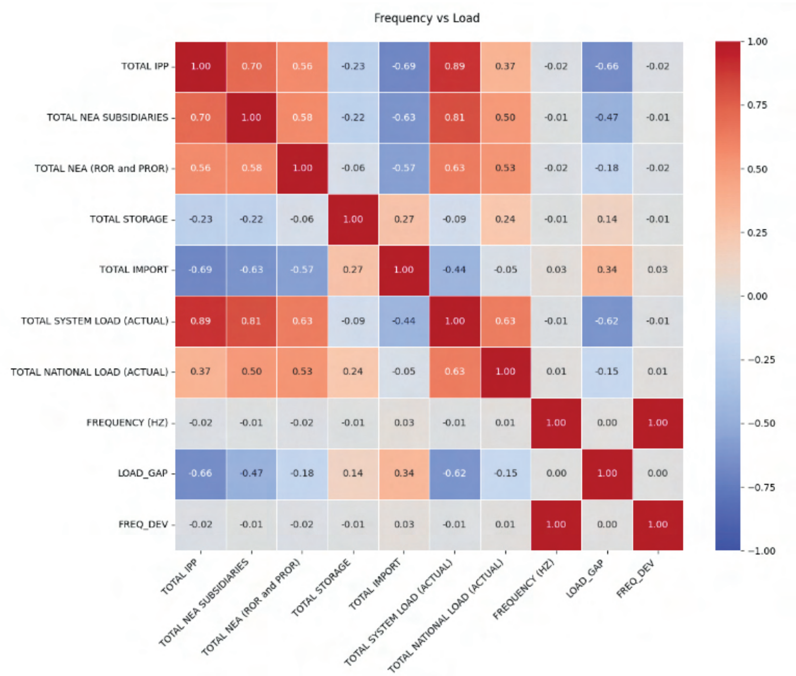
The study also evaluated stationarity using Autocorrelation (ACF) and Partial Autocorrelation (PACF) functions. The data shows a significant correlation at lag 1 (approximately 0.15–0.20), which rapidly decays to near zero for all subsequent lags. This indicates that the system frequency has a very short-term memory of its immediately preceding state and lacks persistent long-term cycles or trends. This behavior provides the mathematical justification for using 15-minute time blocks for settlement, as disturbances are transient and stochastic rather than cumulative.





7. Operational Correlations and Comparative Benchmarking

Correlation analysis was used to quantify how different generation sources influence grid stability. Total IPP (0.89) and Total NEA Subsidiaries (0.81) show strong positive correlations with actual system load, indicating they are effectively dispatched to track demand. Total Import shows a significant negative correlation with IPPs (-0.69), confirming that imports primarily fill the gap when domestic generation is low.



Interestingly, system frequency showed a near-zero correlation with individual generation levels. This is likely due to the interconnection with the strong Indian Grid, which serves as a frequency control for the INPS. Compared to the Eastern Region of India, which shows a 94% probability of remaining in a Normal state, the INPS exhibits slightly more volatility but remains highly disciplined when centered.

8. Conclusion on Frequency Behavior

The Frequency Stability Index (FSI) comparison summarizes these findings, showing that stability is highest in the Wet season (0.600), followed by the round-the-year average (0.589), and is slightly lower in the Dry season (0.576). In summary, while the INPS is generally stable around 50 Hz, it exhibits nonstationary behavior and localized volatility during extreme deviations. These operational characteristics specifically the identified stability bands and volatility thresholds provide the data-driven foundation for the designing the DSM pricing tiers required to maintain grid discipline under an Open Access regime.

Arbitration and Setting Aside of Arbitral Award: Case Review

Nabin Khatri[1]

Executive Summary

This article reviews the Supreme Court of Nepal's decision in Kanchanjungha-Tamang JV vs. Appellate Court, Patan and others, a landmark case addressing judicial review of arbitral awards under Section 30 of the Arbitration Act, 2055. The dispute arose from a construction contract where the arbitral tribunal awarded compensation to the contractor. The Appellate Court set aside the award, alleging jurisdictional overreach. However, the Supreme Court reversed this decision, reinforcing the finality and autonomy of arbitration. It emphasized that courts cannot act as appellate bodies or reassess technical findings unless a clear jurisdictional or legal error is proven. The ruling clarified critical doctrines such as timely jurisdictional objections, the narrow scope of judicial review, and the burden of proof for setting aside awards. The Court also referenced international practices to bolster Nepal's arbitration regime. This case significantly strengthens the legal framework for arbitration in Nepal, aligning it with recent amendments of Arbitration Act, 2055 BS, global standards and bolstering investor confidence.

Keywords: Arbitration, Judicial Intervention, Arbitral Award, Setting aside, Jurisdictional Overreach

Introduction

The concept of arbitration has its roots in the development of commerce itself. The word arbitration is etymologically derived from the Latin word *arbitari*, which means to judge.[2] Arbitration as a dispute resolution mechanism is of increasing significance in the resolution of commercial and contractual disputes in Nepal. The arbitration Act of Nepal does not define arbitration. However the central feature of arbitration includes the beginning of the alternative to the national court and private and confidential means of dispute settlement within a speedy and inexpensive process whose whole process is controlled by the parties in dispute.[3] In general, arbitration is understood

1 The author is Advocate, BALLB (Kathmandu School of Law) and so on Associate Member, Chartered Institute of Arbitrators (UK)). (M 9864163355) The author could be reached at khtnabin85@gmail.com --- Editors

2 Etymology of arbitration, available at https://www.etymonline.com/word/arbitration accessed on 25 May 2025.

3 Karki, B. B. (2061 BS). UNCITRAL Model Law on International Commercial Arbitration (1985) and

as 'a creature of the parties for the settlement of disputes along with the adopted procedures in diverse issues permitted by the law.'[4]

The practices of arbitration in hydropower sector has taken a increasing graph as the technicalities within the hydropower sectors, especially civil works, electromechanical works are well addressed. The latest amendment in Arbitration Act, 2055 BS allowed for the faster implementation of the awards than before. Losing parties usually recourse to the High Courts and Supreme Courts in order not to implement the award, however amended Section 32 of the Act provided very limited grounds for refusal for implementation. These legislative reforms have depicted arbitration as an 'appropriate' method of dispute resolution in the hydropower sectors.

The Supreme Court of Nepal's verdict in *Kanchanjungha Tamang Joint Venture vs. Appellate Court Patan and Others*,[5] stands as a latest seminal judgment clarifying the scope and limitations of judicial intervention in arbitral awards under the Arbitration Act, 2055. This case offers critical interpretation concerning Section 30 of the Act, especially the grounds under which a court may set aside an arbitral award. Decided by the Division Bench of Supreme Court on 17 Falgun 2080, this verdict drawn significance of arbitration processes and concepts.

Understanding Arbitration in Nepalese Legal Context

Arbitration is a consensual dispute resolution process where parties agree to resolve their conflicts outside traditional courts through neutral arbitrators. The Arbitration Act, 2055 of Nepal provides the legislative framework for arbitration proceedings, arbitral jurisdiction, the appointment of arbitrators, conduct of hearings, and enforcement or annulment of awards.

Arbitration gains importance particularly in the context of construction and infrastructure contracts, where disputes often involve technical matters better suited to expert adjudication rather than generalist judicial forums. Section 16 of the Act empowers arbitrators to determine questions of jurisdiction.[6] Moreover, Section 18 prescribes adherence to natural justice and relevant commercial practices. The experts claim that the Act commits to adopting international trade usages and new trends in arbitral proceedings.[7]

Nepalese arbitration law. NEPCA Half Yearly Bulletin, (8).

4 Carston, K. S. (1952), Theory of Arbitration Process, Law and Contemporary Problem, Duke University School of Law.

5 Kanchanjungha Tamang Joint Venture, Kathmandu v. Appellate Court, Patan and others, Nepal Kanoon Patrika, Decision No. 11322 (Case No. 072-WO-1125).

6 Section 16 of Arbitration Act, 2055 BS mentions about the statutory right of parties in arbitral proceeding to claim for lack of jurisidiction of the tribunal to decide particular claims or particular nature of the claims. Whenever there is contestation in the jurisdiction of the arbitral tribunal, the tribunal is required to decide on its own jurisdiction at first before entering into the merits. An aggrieved party not satisfied with the decision relating to the jurisdiction could file an application in the High Court.

7 Ibid (n. 2)

This case hinges on a core aspect of arbitration law- judicial review of arbitral awards and the restricted circumstances under which they may be set aside.

Fact of the Case

The petitioner, *Kanchanjungha Tamang* Joint Venture, entered into a construction contract with the Department of Roads under Contract No. RIP/JSM-12 for the improvement and expansion of the Jorpati-Sankhu-Melamchi road. A dispute arose over payments under the contract, which was referred to arbitration pursuant to the Special Conditions of Contract (SCC) clause 25.4.

With the mutual consent of both parties, an arbitral tribunal was constituted, which issued an award on 12 Ashoj 2072, directing the Department of Roads to pay NRs. 1,37,55,366.96 to the petitioner for completed works and associated damages. The Department of Roads, dissatisfied with the award, filed a petition before the Appellate Court, to set aside the award under Section 30(2) (c) of the Arbitration Act, alleging that the tribunal exceeded its jurisdiction.

The Appellate Court, Patan ruled in favor of the Department, finding that the arbitrators had made a decision outside their jurisdiction, particularly regarding certain items such as overhead costs after project completion and compensation for a vehicle seized by police. Furthermore, the Appellate Court reversed the tribunal's decision and stated that the deduction in amount payable due to *arrears*[8] pointed out by the Office of Auditor General has been lawfully done by the Department. The Supreme Court, however, reversed this decision, emphasizing that the appellate court had inappropriately assumed corrective jurisdiction not permitted under Section 30 of the Arbitration Act.

Meaning of Arbitration and Its Finality

The decision of the arbitrator or arbitral tribunal on the dispute presented before according to existing law in general is considered as an arbitral award.[9] The decision of the Supreme Court reiterates that arbitration is intended to be a binding, final, and expert-led process. Once parties agree to arbitration, they accept that disputes will be resolved outside court, and they limit courts' power to interfere. The Supreme Court explored the updated meaning and significance of arbitration. The verdict states that Analyzing the technical nature of work by the person having expertise in the particular technical field called as arbitrators, and that arbitrators are expert in the very technical field than the Judge.

The Supreme Court stressed the finality of arbitral awards except in narrow, legally defined circumstances. Arbitrators are seen as quasi-judicial bodies especially

8 Arrears are called beruju in Nepal's financial landscape, as defined in section 2(Ta) of Financial Procedures and Fiscal Responsibility Act, 2076 BS (2018 AD)

9 Bastola, R. (2023). The juridical canvas of recognizing and enforcing arbitral awards: A deconstruction of legal frameworks and contemporary practices in Nepal. Kathmandu School of Law Review (KSLR), 12(1). https://kslreview.org/index.php/kslr/article/view/2228/1568.

suitable for resolving technical disputes. Courts must avoid re-assessing factual or technical findings of arbitrators unless a tangible legal error or a breach of jurisdiction is established. This principle aligns with international arbitration norms, including those under UNCITRAL, to which Nepal is a signatory. Arbitration serves not merely as a procedural convenience but as a parallel justice system that must be respected unless serious faults are evident.

Section 30 of the Arbitration Act, 2055 stated about the grounds for setting aside an award. Section 30(2) of the Arbitration Act, 2055 lays down limited grounds for setting aside an arbitral award. The award can be annulled only if the petitioner proves that: (a) A party was incapable of entering into an agreement; (b) Proper notice was not given; (c) The arbitrator ruled beyond the scope of submission; (d) The award violates the procedural requirements of the Arbitration Act; (e) The subject matter is not arbitrable under Nepalese law; and (f) The award violates public policy. The court highlighted on the obligation of the petitioner seeking correction in the award to 'prove' the presence of tangible legal error in the award.

The Department of Roads alleged violation under Section 30(2) (c), i.e., that the arbitral tribunal ruled beyond its jurisdiction. They argued that the award included compensation for items that were not submitted to arbitration, such as the seized vehicle, interest for idle machinery post-project completion, and deductions made under Interim Payment Certificate 13 (IPC-13).

However, the Supreme Court found that the respondent had not objected to jurisdiction at the appropriate time, particularly during the initial stages of arbitration. The tribunal had explicitly determined its own jurisdiction under Section 16, and the Department had participated in proceedings without raising jurisdictional objections. Consequently, the challenge was procedurally barred.

Corrective Jurisdiction and the Role of the High Court

The Supreme Court rebuked the Appellate Court, Patan for acting as if it were a reviewing body to reassess evidence and re-evaluate the merits of the award. It emphasized that Section 30 does not grant appellate authority to the courts; rather, it offers a narrow and specific route for correcting grave legal errors.

The Patan Appellate Court's decision to remand the matter for re-arbitration under the premise that the tribunal exceeded its mandate amounted to an ultra vires assumption of corrective jurisdiction. The court should have limited itself to verifying if any of the preconditions under Section 30 were satisfied, rather than reviewing technical findings or contractual interpretations made by the arbitrators.

The Supreme Court ruled that the mere dissatisfaction of one party with the outcome does not constitute valid grounds under Section 30. A court's intervention must be predicated on clear, substantiated evidence of jurisdictional transgression or manifest procedural irregularity.

Principle Measures in Applying Section 30 of Arbitration Act, 2055

The case elucidates several key principles that must guide judicial application of Section 30. Anil Kumar Shrestha (2023) mentions that there can be involvement of court in every matter from picking the Arbitrator, removal of the Arbitrator, challenging the interim award to challenging the Award, or the enforcement of the Award. Litigation is everywhere in each step of the arbitral proceeding.[10]

Limited Scope of Review: Judicial scrutiny of arbitral awards is strictly limited. Courts are not authorized to function as appellate forums or substitute arbitral findings with their own. The corrective jurisdiction of the High Court is a special kind of jurisdiction in contrast to appellate jurisdiction usually exercised by High Courts in accordance with Section 8 of Judicial Administration Act, 2073 BS. The court reiterated its previous decision of *Krishi Samagri Sansthan v. Milimili Enterprises*[11], where the Supreme Court could order for annulment of award on very limited grounds and stressed on the judicial restraint on the matters of arbitral award. Furthermore, the Court premised its reasoning based on the case law of *Department of Roads vs. Waiba Construction*[12], where the Court could set aside award only when 'direct legal errors' are seen in the Award.

Burden of Proof on the Petitioner: It is incumbent upon the party seeking annulment of an award to establish the existence of conditions enumerated under Section 30(2). Vague allegations or re-characterization of facts post-award are insufficient. This decision thus obliges the parties to submit convincing arguments and evidence for making an application for setting aside an award.

Jurisdictional Objections Must Be Timely: Parties must raise any issues relating to arbitrators' jurisdiction at the earliest stage, preferably before or during the preliminary hearings. Failure to do so leads to waiver. When the time phase for raising jurisdiction claim is over, the parties could no longer be able to raise claim of jurisdiction afterwards. Thus this case consciously interpreted Section 16 of Arbitration Act, and provided checklists for raising jurisdiction claim.[13]

Respect for Party Autonomy and Finality of Award: Once the parties have agreed to arbitration, and participated fully in proceedings, courts must honor the principle of finality unless a compelling legal reason exists to intervene.

Interpretation in Favor of Arbitral Autonomy: Where ambiguity exists, courts

---

10 Shrestha, A. K. (2023). Revisiting the core ideas of arbitration through functional and practical measures. Kathmandu School of Law Review (KSLR), 12(1), 164–177.

11 Krishi Samagri Sansthan v. Milimili Enterprises, Nepal Kanoon Patrika, 2059, Decision No. 7089 (Extended Full Bench of the Supreme Court of Nepal), which means the decision carries greater judicial significance for the decision rendered by Judicial Bench consisting greater number of Justices.

12 Department of Roads v. Waiba Construction, Nepal Kanoon Patrika, 2067, Decision No. 8479.

13 The interpretation of Section 16 of Arbitration Act has been made in Paragraph 5 of the Decision.

should interpret provisions in a way that supports the autonomy of arbitration and discourages excessive court interference. In addition to the conditions set forth in section 30, the court adds few other bases for setting aside an award such as unclear decision and reasonless decision, and decisions rendered adopting wrong principles. The court in other circumstances is required to respect the capacity and credibility of the arbitration processes and could not interfere in the merits of the award. The Supreme Court stressed on the sanctity of the arbitration process and the autonomy of arbitration processes in the case of *Rabindranath Shrestha on behalf of Department of Roads vs. High Court, Patan, Lalitpur et.el.*[14]

Evidence of Jurisdictional Overreach Must Be Concrete: Courts cannot rely on inferences or policy arguments alone. There must be material on record clearly showing that the tribunal addressed matters not submitted to it.

Analysis

At first, the decision is also reflection of slow process of arbitration in the national context. The contract was concluded on Ashar 30, 2067 BS followed by the Work Completion Certificate received by the construction company on Ashar 29, 2071 BS. The construction company initiated process of arbitration on Falgun 2071 BS, the Award was rendered on Ashoj 12, 2072. Then Appellate Court ordered for re-arbitration on Magh 24, 2072 BS. While the Supreme Court rendered its final verdict on Falgun 17, 2080, which is eight years' time period after the decision of then Appellate Court. Anil Kumar Shrestha (2023) writes, the question to be analyzed is whether arbitration has become slower than litigation. The answer shall be definitely no. However, the main problem lies in the speed at which arbitration is taken not as an alternative to litigation but as an exception. The planning of the parties to delay the implementation of the Award by getting involved in the extraordinary jurisdiction seems problematic.[15]

The Supreme Court's decision is a hallmark in reinforcing the pro-arbitration approach and in insulating arbitral proceedings from judicial overreach. It appropriately invoked Section 16 of the Act, which entrusts the arbitrator with determining its own jurisdiction, and emphasized that objections not raised in time cannot be revived post-award merely because the outcome was unfavorable.

The court also integrated comparative perspectives, such as the UNCITRAL Expedited Arbitration Rules, to underscore the international best practices that discourage excessive court intervention. The court's reliance on precedents, including *Krishi Samagri Sansthan v. Milimili Enterprise* and *Department of Roads vs. Waiba Construction* underscores the consistent jurisprudential commitment to restrict court intervention to legally defined scenarios.

14 Rabindranath Shrestha on behalf of Department of Roads v. High Court, Patan, Lalitpur, Nepal Kanoon Patrika, 63(2), Decision No. 10645 (2078).

15 Shrestha, A. K. (2023). Revisiting the core ideas of arbitration through functional and practical measures. Kathmandu School of Law Review (KSLR), 12(1), 164–177.

The ruling additionally clarifies that courts cannot intrude into the substance of an arbitral decision unless the award is manifestly irrational, illegal, or against public policy. Such an approach strengthens Nepal's position as a jurisdiction that respects arbitration, aligning with global arbitration standards.

Conclusion

The decision in *Kanchanjungha-Tamang JV* case solidifies several critical doctrines within Nepal's arbitration law. It affirms the sanctity and finality of arbitral awards, upholds the narrow scope of judicial intervention under Section 30 of the Arbitration Act, 2055, and clarifies that courts cannot function as corrective tribunals.

The judgment is especially significant in the context of Nepal's commercial dispute resolution framework. As the country seeks to attract infrastructure investment and foster business confidence, having a predictable, fair, and efficient arbitration regime is essential. The Supreme Court's clear articulation of the limits of appellate court authority over arbitral awards provides a reassuring signal to investors, contractors, and practitioners that Nepal's judiciary is aligned with global arbitration norms.

This case will likely serve as a cornerstone precedent in Nepalese arbitration jurisprudence for years to come, ensuring that the Arbitration Act's purpose- to provide a reliable, efficient, and autonomous alternative to litigation- is not undermined by unwarranted judicial interference.

REFERENCES

Court Decisions

Department of Roads v. Waiba Construction, Nepal Kanoon Patrika 2067, Decision No. 8479 (Supreme Court of Nepal).

Kanchanjungha Tamang Joint Venture v. Appellate Court, Patan, Case No. 072-WO-1125, Nepal Kanoon Patrika, Decision No. 11322 (Supreme Court of Nepal).

Krishi Samagri Sansthan v. Milimili Enterprises, Nepal Kanoon Patrika 2059, Decision No. 7089 (Extended Full Bench, Supreme Court of Nepal).

Rabindranath Shrestha on behalf of Department of Roads v. High Court, Patan, Nepal Kanoon Patrika, 63(2), Decision No. 10645 (2078).

Statute

Arbitration Act, 2055 BS (Nepal).

Financial Procedures and Fiscal Responsibility Act, 2076 BS (2018 AD) (Nepal).

Journal Articles

Bastola, R. (2023). The juridical canvas of recognizing and enforcing arbitral awards: A deconstruction of legal frameworks and contemporary practices in

Nepal. *Kathmandu School of Law Review (KSLR), 12*(1). https://kslreview.org/index.php/kslr/article/view/2228/1568

Carston, K. S. (1952). Theory of arbitration process, *Law and Contemporary Problems.*

Karki, B. B. (2061 BS). *UNCITRAL Model Law on International Commercial Arbitration (1985) and Nepalese arbitration law. NEPCA Half Yearly Bulletin*, (8).

Shrestha, A. K. (2023). Revisiting the core ideas of arbitration through functional and practical measures. *Kathmandu School of Law Review (KSLR), 12*(1), 164–177.

Report

Nepal Law Commission. (2080 BS). *Study report on amendment of Arbitration Act, 2055 BS*. https://repository.lawcommission.gov.np/np/wp-content/uploads/2023/09/%E0%A4%AE%E0%A4%A7%E0%A5%8D%E0%A4%AF%E0%A4%B8%E0%A5%8D%E0%A4%A5%E0%A4%A4%E0%A4%BE-%E0%A4%90%E0%A4%A8-%E0%A5%A8%E0%A5%A6%E0%A5%AB%E0%A5%AB-%E0%A4%95%E0%A5%8B-%E0%A4%B8%E0%A4%82%E0%A4%B6%E0%A5%8B%E0%A4%A7%E0%A4%A8-%E0%A4%B8%E0%A4%AE%E0%A5%8D%E0%A4%AC%E0%A4%A8%E0%A5%8D%E0%A4%A7%E0%A5%80-%E0%A4%85%E0%A4%A7%E0%A5%8D%E0%A4%AF%E0%A4%AF%E0%A4%A8.pdf

Dictionary Entry

Etymology of arbitration. (n.d.). In *Online Etymology Dictionary*. Retrieved May 25, 2025, from https://www.etymonline.com/word/arbitration

Electricity Sector of Nepal

✍ **Shiksha Bhusal**[1]

1.1 Evolution of Electricity Sector

Before the Industrial Revolution of the late eighteenth century, society relied on three energy sources: human and animal muscles, firewood, and the energy of wind and water. Since then, there have been three major historical transitions in our use of energy. First came the steam engine, fueled mostly by coal. Second was the development of electricity. Electricity was the first form of energy for which its place of production could be separated by large distances from the place of its use. It is also the only energy source easily converted into light, heat, or mechanical work wherever it is used. Third was the internal combustion engine, which introduced enormous mobility into society, at a cost of a significant dependence on petroleum products. Petroleum became the dominant global energy source by the end of the 20th century.

Population growth and technological progress are the major considerations affecting economic development. As a country develops, GDP growth occurs through an increase in population demand for housing, transportation, consumer goods, and services and results in an increase in energy consumption. During that time, growth of GDP paralleled energy consumption.

It's also vital to understand that there are limits as to what can be accomplished with energy. We can't create energy out of nothing. The best we can do is use the energy available to us and convert it from one form to another. Ideally, we would like to convert 100% of the energy from one form to another, with no waste or losses. We'll never really be able to attain this ideal. The profound laws of nature say that energy cannot be created from nothing, and cannot be converted with 100% efficiency to a different form. [1]

1.2 Current Status of Various Renewable Energy Technologies in Nepal

1.2.1 Solar Energy

Solar PV systems are gaining popularity in some parts of Nepal. This is because the majority of the populations in rural areas have limited access to electrical energy,

1 The authoress is assigned to the Electricity Regulatory Commission in the capacity of Engineer. (email: shikshabhusal@gmail.com & Phone No: 9840176000) -- Editors

the cost of a diesel generator is high, biogas plants are not feasible in cold high altitudes, and small hydro turbines require specific topographical conditions which are not possible in many places.

NEA has carried out centralized solar photovoltaic-based rural electrification in different locations. The cost of a centralized solar PV-based power system is higher compared to electricity generation by smaller micro-hydro power units. Furthermore, solar PV is weather dependent and fails to provide consistent energy supply to households. This technology is most likely not appropriate in most of the mountainous areas that do not receive ample sunshine.

Nepal is positioned at a latitude of 26 –30^{0} N, with more than 300 days of the sunlight per year. It has a moderately high insolation of about 4.7 kWh/m^{2} day (17 MJ/m^{2} day), and receives an average of 6.8 h of sunshine per day. [2]

As of April 2026, following data gives the status of solar power plant in Nepal:

Total Installed Capacity: 154.74 MW

Issued Survey License: 2063.49 MW

Issued Construction License: 54.6 MW [3]

1.2.2 Wind Energy

To date, little has been achieved in this sector. The Kagbeni wind power project was one of the biggest projects with installed capacity of 20kW built in 1987 under the support of the Danish Government. Unfortunately, the wind power project could not sustain itself due to the lack of maintenance. The establishment of wind-solar hybrid systems of 400W with 150W solar power projects in six rural communities has been completed. More than 48 households and two secondary schools have directly benefitted from these micro projects. [1]

Currently, survey license of 15MW of total capacity has been approved. [3]

1.2.3 Biomass Based Energy

Bioenergy resources include renewable energy that originates from biomass such as firewood, agricultural residues, food waste, animal dung, and so forth. Traditional use of biomass for cooking is inefficient and is linked to household air pollution that causes about 24,000 deaths annually. Deforestation and forest degradation, which contributes to habitat loss and to net GHG emissions. A more efficient approach is to produce biogas through anaerobic digestion of biomass. Biogas, a clean energy used for cooking, can considerably reduce household air pollution. [4]

1.3 Prospects of Renewable Energy in Nepal

Nepal has committed to an ambitious target to reach zero GHG emissions by 2045 at the 26th UN Climate Change Conference (COP26). A study carried out by the Water

and Energy Commission Secretariat (WECS) under the GoN revealed that under a Business as Usual (BAU) scenario (GDP growth rate of 4.5%) with policy interventions for increasing the use of electricity for cooking, the required installed capacity for electricity generation would be 15,000 MW by 2030, and that demand would further increase to 35,000 MW by 2040. [5]

Energy demand forecasts and the ambitious government target for energy sector expect exponential growth in electric power demand that would be met mostly from hydropower and other renewables. Since Nepal is prone to natural calamities (large earthquakes, floods, landslides, and glacier bursts), a decentralized supply system has additional advantages over one that heavily depends on a centralized, national grid relying on a limited number of large hydropower plants.

2.1. Hydropower Potential in Nepal

In context of Nepal, hydropower is the major source of electricity from the beginning.

a. Water Rich Country

Nepal is the second richest country in inland water resources after Brazil.

a. Theoretical Potential

Studies show that the theoretical potential of hydropower in Nepal is about 83,000 MW.

b. Economically and Technically Feasible Potential

Out of 83,000 MW, about 43,000 MW is said to be economically and technically feasible.

c. Major First Class Rivers

First class rivers of Nepal; Koshi, Gandaki and Karnali account for about 94% of Nepal's theoretical potential. They provide continuous and high discharge throughout the year ideal for hydropower generation.

d. Abundant Rivers

Out of the total area of Nepal, 92.94% of area is covered by land and the rest of 7.06% by water.

There are over 6,000 rivers in Nepal.

e. Suitable Geography

Nepal has steep mountains and hill, and fast flowing Himalayan rivers which make Nepal ideal for Run-of-River hydropower projects.

2.2. Challenges of Hydropower Development in Nepal

Though Nepal has huge hydropower potential, Nepal faces multiple challenges due to

which there is wide gap between installed capacity and potential.

a. Seasonal Variation

Most of the hydropower projects of Nepal are Run-of River (ROR) projects which produce surplus power in monsoon and shortage in winter resulting in imbalance between supply and demand.

b. Financing Difficulties

Development of hydropower projects require huge initial investment and with limited access to funding due to high risk, project development slows down.

c. Infrastructure Difficulties

Suitable site of hydropower are generally located in hilly areas. Most of them aren't even connected by road networks. This causes project delays and increases project cost too.

d. Land Acquisition Issues

Hydropower plant demands huge land area, which may cause resettlement and compensation disputes with the locals, often leading to project delay.

e. Environmental Impact

Hydropower development can have environmental impact as a result of deforestation and aquatic ecology disturbance due to changing flow in river.

f. Natural Disaster

Our country's geography and climate make hydropower projects vulnerable to natural disasters like flood and landslide. It causes financial loss as well as project delay.

2.3. History of Electricity Development in Nepal

Development of electric power in Nepal has evolved from small isolated hydropower plants to a national grid supplying electricity across the country. This has been possible because of the abundant water resources, majorly the first class rivers; Koshi, Karnali and Gandaki.

Historical Timeline

Year (BS)	Development
1968	▪ Nepal's first hydropower plant, Pharping (500kW) was inaugurated. ▪ For generation, transmission and distribution of electricity, Shree Chandra Jyoti Prakash Vijuli Adda, later named as Electricity Department was established.
1992	Nepal's second hydropower plant, Sundarijal (640 kW) was inaugurated.
2019	Nepal Electricity Corporation (NEC) was established under NEC Act.

2042	Nepal Electricity Authority (NEA) was established merging NEC, Electricity Department and other related development boards.
2049	Hydropower Development Policy, 2049 and Electricity Act, 2049 were enacted, which opened doors for Independent Power Producers (IPP) to invest in electricity sector.
2050	Electricity Development Centre (EDC) was established to develop and promote electricity sector.
2052	First Power Purchase Agreement (PPA) was signed for a private sector hydropower plant - Khimti I (60MW).
2056	EDC was renamed as Department of Electricity Development (DoED).
2057	First hydropower plant developed by private sector Khimti I (60MW) was inaugurated.
2060	First hydropower plant by NEA's Subsidiary Company - Chilime (22.1 MW) was inaugurated.
2070	Loadshedding reached upto 18 hrs/day.
2072	Rastriya Prasaran Grid Company Ltd. (RPGCL) was established as an initiation of NEA's unbundling.
2073	Vidhyut Utpadan Company Ltd. was established to become a leading electricity generation company across the country.
2074	Electricity Regulatory Commission Act, 2074 was enacted.
2075	Loadshedding was ended.
2076	Electricity Regulatory Commission (ERC) was established as an independent body for regulating electricity sector.
2078	Nepal's largest hydropower plant - Upper Tamakoshi (456 MW) was inaugurated.
2080	Long-term agreement was done to export 10,000 MW of electricity from Nepal to India over 10 years.
2081	Tripartite agreement was signed between Nepal, Bangladesh and India to export 40 MW of electricity annually from Nepal to Bangladesh for 5 years.
2082	Present Installed Capacity has reached to 3591.262 MW. [6]

2.4. Current Status of Electricity in Nepal

There has been significant improvements in electricity sector of Nepal throughout these years, especially with increase in hydropower generation. Country is shifting towards self-sufficiency, particularly during wet season. At present, the total installed capacity of electricity generation is 3,591.262 MW, with around 94% of it contributed from hydropower plants. In addition, other energy sources like solar, thermal and

bagasse also contribute to the installed capacity, but their share is minimal.

Nepal Electricity Authority (NEA) is the only utility in the current context with license for all three sectors; generation, transmission and distribution. However, the door is open to IPP's for generation after enactment of Hydropower Development Policy, 2049 and Electricity Act, 2049. They contribute to around 63% of installed capacity.

Nepal has made great progress in expanding grid across the country. Only 4.536 MW of total installed capacity is yet to be connected to the national grid. 97.3% [6] of national grid coverage has been achieved leaving only 18 local levels to be connected to the grid. In terms of electricity access, around 99% of population of Nepal has access to electricity and the per capita consumption of electricity has reached 465 kWhr. Large number of consumers are shifting from the use of traditional fuel like firewood, LPG, diesel, etc. to electric heating, cooking and electric vehicles which has resulted in 4.6% growth of electricity consumers. System peak demand and national peak demand have reached 2,901 MW and 2,409 MW respectively.

Nepal currently exports surplus electricity to India and Bangladesh during monsoon when surplus electricity is available. However, during dry season, flow in river is low, requiring import of electricity from India. Overall, while Nepal has made notable progress in expanding electricity generation and access, further improvements are required in transmission infrastructure, system reliability, and seasonal energy balance.

References

[1] P. S. B. L. Surendra K.C. Samir Kumar Khanal, "Current status of renewable energy in Nepal: Opportunities and challenges," *Current status of renewable energy in Nepal: Opportunities and challenges*, 2011.

[2] S. E. M. A. N. (SEMAN), "Solar Electric Manufacturer's Association Nepal (SEMAN)," 2019. [Online]. Available: https://www.semannepal.org.np/publications/.

[3] "Department of Electricity Development (DoED)," 2026. [Online].

[4] P. G. B. G. U. K. Sunil Prasad Lohani, "Current status, prospects, and implications of renewable energy for achieving sustainable development goals in Nepal.," 2022.

[5] "Water and Energy Commission Secratariat (WECS)," 2017. [Online]. Available: https://moewri.gov.np/storage/listies/.

[6] "NEA Annual Report," 2024/25.

Building the Regulator Nepal Needs

✍ **Bikash Uprety**[1]

How a Multi-Strand Technical Assistance Programme is Helping the Electricity Regulatory Commission Build a Smarter and Fairer Power Sector for Nepal

Nepal's electricity sector stands at an inflection point. After decades of chronic shortage, the country has rapidly expanded its hydropower generation base and is transitioning towards structural surplus, emerging cross-border trade, and mounting pressure to modernise the institutional architecture that governs the sector. At the centre of this transition sits the Electricity Regulatory Commission (ERC) the independent statutory body charged with ensuring that Nepal's power sector operates with fairness, efficiency, and accountability.

Recognising both the scale of opportunity and the complexity of this transition, the Renewable Energy and Energy Efficiency Programme (REEEP) of GIZ Nepal is working in close partnership with ERC through a multi-strand technical assistance programme. REEEP, implemented on behalf of the German Federal Ministry of Economic Cooperation and Development (BMZ) in cooperation with the Government of Nepal and executed by the Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation (MoEWRI), aims to strengthen the enabling environment for renewable energy development and energy efficiency in Nepal.

A Programme Built Around the Regulator's Most Pressing Challenges

The programme does not pursue a single, narrow intervention. Instead, it is structured as a portfolio of interlocking assignments, each responding to a concrete regulatory challenge that ERC faces. Together, they span the full spectrum of regulatory work: tariff design, market development, consumer protection, contract equity, and institutional communication.

The review of the Power Purchase Agreement (PPA) template for projects between 10 MW and 100 MW addressed one of the most contested fault lines in Nepal's electricity sector. Private generators and Nepal Electricity Authority (NEA) have long held opposing views on the fairness of PPA terms generators perceiving the template as an imposition of NEA's buyer monopoly, and NEA viewing open-ended take-or-pay obligations as an unacceptable accumulation of market risk. The review examined

1 The author is assigned to the GIZ REEEP in the capacity of Energy Specialist -- Editors

contentious provisions through the lens of equity, reciprocity, and reasonableness, and proposed balanced reformulations and the findings provide ERC with a concrete regulatory basis for issuing revised guidance.

Alongside this, the Long Run Marginal Cost (LRMC) Estimation and Tariff Design study is addressing a structural gap in Nepal's tariff-setting architecture. Three decades have passed since a systematic LRMC study was undertaken in Nepal, and in that time the generation mix, demand structure, and cross-border trade environment have been transformed. By developing a forward-looking LRMC framework and coupling it with demand elasticity analysis and Ramsey pricing principles, the study provides ERC with the economic foundations to design tariffs that are simultaneously cost-reflective, revenue-neutral, and equitable including through a differentiated treatment of urban and rural consumers.

Market Reform, Consumer Rights, and Institutional Sustainability

The Feasibility Study for the Nepal Wholesale Electricity Market (NWEM) represents the programme's most forward-looking component. Nepal's current single-buyer model is increasingly misaligned with a system characterised by surplus generation and cross-border trade. The NWEM study is developing a comprehensive roadmap covering legal and regulatory reforms, market design options, institutional arrangements, transmission access, and trading systems. It will provide decision-makers with a clear framework to guide Nepal's transition towards a more competitive and flexible electricity market.

Consumer protection has been another central preoccupation of the programme. Despite the expansion of electricity access, Nepal's consumers continue to face gaps in transparency, service quality, and the ability to seek effective redress. The Strengthening Consumer Rights and Protection assignment is closing this gap through evidence-based assessment of legal and policy frameworks, stakeholder dialogue, and the development of practical tools to enhance consumer awareness and agency.

The sustainability of Community Rural Electrification Entities (CREEs) has emerged as an equally urgent concern. These community-owned franchisee operators, which serve some 600,000 consumers in rural Nepal, were pushed into financial distress by changes in tariff structures under the 2021 Tariff Order. The diagnostic study has identified both intrinsic factors — such as CREEs' legal incapacity to file independent tariff cases — and extrinsic factors arising from regulatory oversights in community wholesale tariff-setting. The study proposes concrete corrective measures, including revised minimum charge formulations, energy charge exemption adjustments, and, where necessary, a structured transition from the franchisee to service contract model.

Strengthening the Institution, Not Just the Rules

Regulatory reform is ultimately an institutional endeavour. Rules that are well-designed on paper will not deliver their intended outcomes unless the institution enforcing

them has the capacity to do so with credibility, consistency, and expertise. Effective regulation depends not only on sound policies, but also on institutional capacity. Recognising this, the programme includes dedicated support for strengthening ERC as an organisation.

The Communication and Stakeholder Engagement Strategy will provide ERC with a five-year roadmap for how it communicates its work to the public, to regulated entities, to provincial governments, and to other stakeholders. This is not a peripheral concern: a regulator's legitimacy depends significantly on the quality and accessibility of its public communication. The strategy is grounded in a rigorous institutional mapping and needs assessment, including a review of ERC's digital presence and communication capacity.

The Capacity Development Programme will equip ERC's technical staff with the knowledge and skills to navigate the sectors growing complexity from wholesale market design and open access frameworks to cross-border integration and consumer protection. Structured as a progressive, blended learning programme is designed to build durable institutional competence, not merely deliver one-off training.

An Evidence-Based Assessment of Small Hydropower Projects (≤ 25 MW) rounds out the portfolio, examining operational performance against planned benchmarks and informing targeted regulatory interventions to ensure the financial viability of this strategically important segment of Nepal's generation mix.

A Partnership for the Long Term

What distinguishes this programme is its coherence of purpose. At its core, the partnership between ERC and GIZ REEEP reflects a shared understanding — that a strong, credible, and well-equipped regulator is essential for Nepal's energy future. Each assignment reinforces the others: tariff reform is grounded in cost analysis; market development is enabled by regulatory capacity; consumer protection is strengthened by institutional communication. Together, they reflect a shared conviction held by ERC and its technical partners that a strong, well-resourced, and credible regulator is not merely a bureaucratic necessity. It is the institutional foundation on which Nepal's energy future must be built.

As Nepal moves towards power self-sufficiency and positions itself as a net electricity exporter in the South Asian region, the decisions taken now on tariffs, on market architecture, on consumer rights, on institutional capacity will shape the sector for a generation. Through this integrated technical assistance programme, Nepal is not only reforming its power sector — it is building the regulatory foundation needed to sustain it.

Powering Nepal's Future: Building a Smarter Regulator for a Changing Electricity Sector

Nepal's electricity sector is at a defining moment. After decades of chronic power shortages, the country has rapidly expanded its hydropower capacity and is now entering a new phase marked by seasonal surplus, growing cross-border electricity trade, and increasing pressure to modernise sector governance. At the centre of this transformation is the **Electricity Regulatory Commission (ERC)** Nepal's independent statutory authority mandated to ensure fairness, efficiency, and accountability in the power sector.

Recognising both the scale of opportunity and the complexity of this transition, the Renewable Energy and Energy Efficiency Programme (REEEP) of GIZ Nepal is working in close partnership with ERC through a multi-strand technical assistance programme. REEEP, implemented on behalf of the German Federal Ministry of Economic Cooperation and Development (BMZ) in cooperation with the Government of Nepal and executed by the Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation (MoEWRI), aims to strengthen the enabling environment for renewable energy development and energy efficiency in Nepal.

A Programme Built Around the Regulator's Most Pressing Challenges

Rather than focusing on a single reform, the programme is designed as a portfolio of interlinked assignments that address the full spectrum of regulatory responsibilities — from tariffs and contracts to markets and consumer protection.

A key intervention has been the **review of the Power Purchase Agreement (PPA) template** for mid-sized hydropower projects (10–100 MW). This work tackles a long-standing tension in Nepal's power sector: the perceived imbalance between private developers and the Nepal Electricity Authority (NEA), the dominant single buyer. By analysing contested provisions through principles of equity, reciprocity, and risk allocation, the review offers balanced reform options that can guide ERC in issuing improved regulatory directions.

Complementing this, the **Long Run Marginal Cost (LRMC) Estimation and Tariff Design study** addresses a fundamental gap in tariff-setting. Nepal has not undertaken a comprehensive LRMC study for over three decades — despite major changes in its generation mix, demand patterns, and regional market integration. The study introduces a forward-looking framework that combines LRMC estimation with demand elasticity analysis and Ramsey pricing principles. The result is a foundation for tariffs that are cost-reflective, financially sustainable, and socially equitable, including differentiated approaches for urban and rural consumers.

Planning the System: The Challenge of Least-Cost Development

As Nepal transitions from scarcity to surplus, **least-cost system planning** has emerged

as a critical regulatory challenge. Historically, expansion decisions were driven primarily by the urgency to meet unmet demand. Today, with increasing generation capacity and evolving export opportunities, the focus must shift towards optimising investments across generation, transmission, and trade.

The programme is supporting analytical work that strengthens ERC's role in ensuring that sector development follows a least-cost pathway — one that balances domestic demand, export potential, seasonal variability, and system reliability. Integrating least-cost principles into regulatory oversight is essential to avoid overinvestment, manage system costs, and ensure that consumers ultimately benefit from Nepal's hydropower potential.

Market Reform, Consumer Rights, and Institutional Sustainability

The **Feasibility Study for the Nepal Wholesale Electricity Market (NWEM)** represents the programme's most forward-looking component. Nepal's current single-buyer model is increasingly misaligned with a system characterised by surplus generation and cross-border trade. The NWEM study is developing a comprehensive roadmap covering legal and regulatory reforms, market design options, institutional arrangements, transmission access, and trading systems. It will provide decision-makers with a clear framework to guide Nepal's transition towards a more competitive and flexible electricity market.

At the same time, the programme places strong emphasis on **consumer protection**. Despite major gains in electricity access, gaps remain in service quality, transparency, and grievance redress. Through policy analysis, stakeholder engagement, and practical tool development, the programme is helping ERC strengthen consumer rights and build greater trust in the regulatory system.

The sustainability of **Community Rural Electrification Entities (CREEs)** is another urgent concern. Serving around 600,000 rural consumers, these community-based operators have faced financial strain following recent tariff changes. The programme's diagnostic work identifies both structural and regulatory challenges and proposes targeted solutions — including tariff adjustments and alternative operational models — to ensure continued service delivery in rural areas.

Strengthening the Institution, Not Just the Rules

Effective regulation depends not only on sound policies, but also on institutional capacity. Recognising this, the programme includes dedicated support for strengthening ERC as an organisation.

The **Communication and Stakeholder Engagement Strategy** will provide a five-year roadmap to enhance transparency, public outreach, and stakeholder dialogue. A regulator's credibility depends significantly on how well it communicates its decisions and engages with the public and market participants.

In parallel, the **Capacity Development Programme** is equipping ERC staff with the technical expertise required to manage an increasingly complex sector. Covering areas such as market design, cross-border trade, open access, and consumer protection, the programme combines structured learning with international exposure — helping build long-term institutional capability.

An **evidence-based assessment of small hydropower projects (≤25 MW)** further strengthens regulatory insight by evaluating operational performance and financial viability, enabling targeted interventions in this important segment of Nepal's energy mix.

A Partnership for the Long Term

What sets this programme apart is its coherence. Each component reinforces the others: tariff reforms are grounded in cost analysis; market development is supported by institutional capacity; and consumer protection is strengthened through improved communication.

At its core, the partnership between ERC and GIZ REEEP reflects a shared understanding — that a strong, credible, and well-equipped regulator is essential for Nepal's energy future. As the country moves towards self-sufficiency and positions itself as a regional electricity exporter, the decisions taken today will shape the sector for decades to come.

Through this integrated technical assistance programme, Nepal is not only reforming its power sector — it is building the regulatory foundation needed to sustain it.

Nepal's Energy Scenario, Cross-Border Grid Connectivity & Regional Power Trade

✍ **Bimal Gyawali[1]**

Nepal has exchanged electricity across its immediate border with India since the mid-20th century, but these flows remained small-scale, early energy access focused and through localized transactions for decades. Inspiring from the global electricity market trends present Nepal's energy landscape has shifted from bilateral agreement-based energy trades to Power Exchange market participations, multilateral negotiations aiming towards the South Asian regional grid. The primary baseline for knocking the door of regional energy market for Nepal is its transition from chronic load-shedding (16+ hours per day) in 2012/13 to surplus generation during wet seasons by 2019/20, powered primarily by the rapid commissioning of Run-of-River (RoR) hydropower plants.

According to our Energy Development Roadmap 2081, Nepal has set an ambitious yet achievable target of generating 28,500 MW of hydroelectricity, ensuring 100% energy access, and importantly, exporting up to 15,000 MW to neighboring countries like India and Bangladesh. This is not only a vision; it is a national plan. Our commitment was further strengthened in January 2024, when Nepal and India signed a landmark Government-to-Government (G2G) Power Trade Agreement between the Prime Minister of India, Shri Narendra Modi, and the Prime Minister of Nepal. Under this agreement, India pledged to import up to 10,000 MW of electricity from Nepal over the next decade, thereby creating a guaranteed market for Nepal's hydropower and fostering large-scale investment in the sector. Building on this momentum, Nepal has introduced the “Take or Pay” mechanism for Independent Power Producers, ensuring investor confidence and accelerating project development. Equally inspiring, the “Nepal ko Pani, Janta ko Lagani” initiative has galvanized Nepali citizens to invest in large-scale hydropower, making this transformation truly a national Mission.

1 The author is assigned to the Nepal Electricity Authority, PSOD in the capacity of Electrical Engineer -- Editors

Figure 1: Nepal Energy Trade at a Glance

Nepal's pipeline of over 15 GW of advanced-stage hydropower projects supports our commitment to export 10,000 MW to India over the next decade under the Long-Term Power Trade Agreement, providing essential regional balancing power for solar and wind intermittency along with other water-related benefits. We can also integrate Himalayan hydropower with India's solar plants to ensure 24-hour base-load supply by utilizing hydropower's peaking capabilities. This future hydro project pipeline is the foundation for a regional partnership in cross-border power trade. To meet the ambitious goal of exporting 15 GW, Nepal is building at an unprecedented pace.

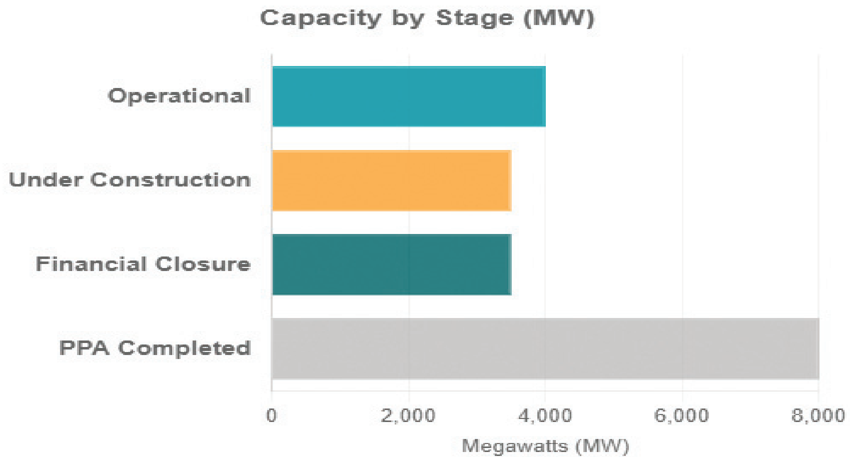


Figure 2: Hydropower Project Pipeline to Meet the Ambitious Target

In recent years, the aggressive expansion of hydropower has fundamentally shifted Nepal's energy narrative. Our primary challenge has moved beyond simply meeting basic demand. we are now faced with the complex task of managing a significant seasonal surplus. This requires establishing year-round export capabilities while simultaneously fueling a domestic surge in industrial growth and the emerging

requirements of data center infrastructure. Deepening regional integration has become a short-term horizon strategic necessity to allow Nepal to monetize its wet seasons hydropower generation, ensure energy security through dry-season imports, and establish itself as a key pillar of the South Asian Power Pool.

The Nepal–India electricity trade relationship represents the most mature bilateral energy partnership in South Asia, anchored by the 400 kV Dhalkebar–Muzaffarpur transmission line. Since its commissioning in 2016, this 1,000 MW corridor (with N-1 Contingency) has served as the primary artery for bulk power exchange and IEX market access, supplemented by a network of 132 kV regional interconnection points such as Raxaul–Parwanipur, Kusaha-Kataiya and Lumbini–Sampatiya. This technical foundation is currently expanding through the construction of the 400 kV New Butwal–Gorakhpur line and planned corridors like Inaruwa–Purnea (400 kV), Lamki-Bareily (400 kV) which are essential for managing the growing export volumes and ensuring long-term grid stability.

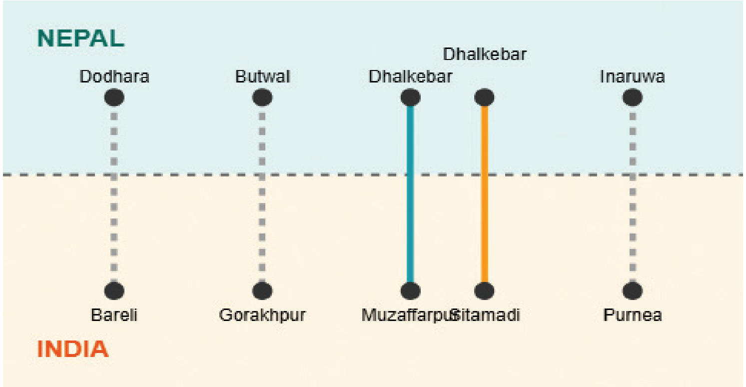


Figure 3: Nepal-India 400 kV Cross-Border Transmission Lines

Table 1 — Nepal–India Cross-Border Transmission Infrastructure

Interconnection	Voltage (kV)	Capacity (MW)	Status	Primary Function
Dhalkebar–Muzaffarpur	400	1,000	Operational	Bulk export/import, IEX market access
New Butwal–Gorakhpur	400	1,500+	Under Construction	Additional bulk corridor, BBIN trade
Raxaul–Parwanipur	132	100	Operational	Regional border supply
Kusaha–Kataiya	132	200	Operational	Regional border supply
Lumbini–Sampatiya	132	100	Operational	Regional border supply
Inaruwa–Purnea	400	1,000	Planned	Eastern corridor, Arun export
Lamki–Bareilly	400	1,000	Planned	Mid-western export corridor

Building upon this bilateral success, a historic milestone was reached in June 2024 when Nepal initiated its first trilateral export of 40 MW (Increased to 60 MW from 2026) to Bangladesh. By successfully wheeling power through the Indian grid, this transaction provided a critical proof-of-concept for the broader BBIN integration vision and the technical feasibility of third-country wheeling. It establishes the operational and regulatory framework necessary to scale up toward Bangladesh's ambitious long-term commitment of importing 5,000 MW, effectively transitioning Nepal from a bilateral partner into a central player within the emerging regional energy pool.

While the potential for Nepal to shift from a trade deficit to a trade surplus with India through cross-border electricity trade is immense, we must not overlook the shadow side of this exchange. Relying solely on a single energy market in India may not be sufficient for smooth power trade, given certain regulatory obligations and market constraints. The growing volume of transactions through the Indian Energy Exchange (IEX) is undoubtedly a positive sign, but its full potential is still limited by price volatility and the cumbersome requirement of Designated Authority (DA) approval process under India's Cross-Border Trade in Electricity (CBTE) guidelines. This process introduces significant commercial uncertainty and heightens the risk profile for foreign investors in Nepal. A prime example of this systemic bottleneck occurred when projects faced delays because a contractor's nationality fell outside the list of pre-approved countries, a geopolitical dimension that can severely limit bulk trade volumes if not addressed through higher-level diplomatic and regulatory alignment.

Figure 4: Challenges for Smooth Cross-Border Electricity Trade

Beyond regulatory friction, the financial sustainability of this trade model faces a serious challenge due to price volatility in the merchant market. Currently, the Nepal Electricity Authority (NEA) enters into long-term Power Purchase Agreements (PPAs) with Independent Power Producers (IPPs) at fixed tariffs. However, when selling this energy on the IEX, prices are determined by real-time market dynamics. This often leads to a "parity cost" mismatch, particularly during the daytime when Nepali hydropower must compete with India's increasingly cheap and abundant variable renewable energy (VRE), such as solar. Navigating this gap between fixed domestic procurement costs and volatile international market prices remains a critical hurdle for Nepal as it seeks to stabilize its energy-linked revenue.

To maximize the benefits of cross-border energy exchange, Nepal must pivot from viewing existing operational challenges as barriers to recognizing them as strategic opportunities. A critical analysis of the Indian power grid reveals a significant trend: the Northern Region's energy import requirements have increasingly exceeded its Total Transfer Capability (TTC), resulting in persistent inter-regional transmission congestion. This bottleneck in the Indian grid presents a unique opening for Nepal to position itself as a vital localized power source for energy-hungry states like Uttar Pradesh and Bihar.

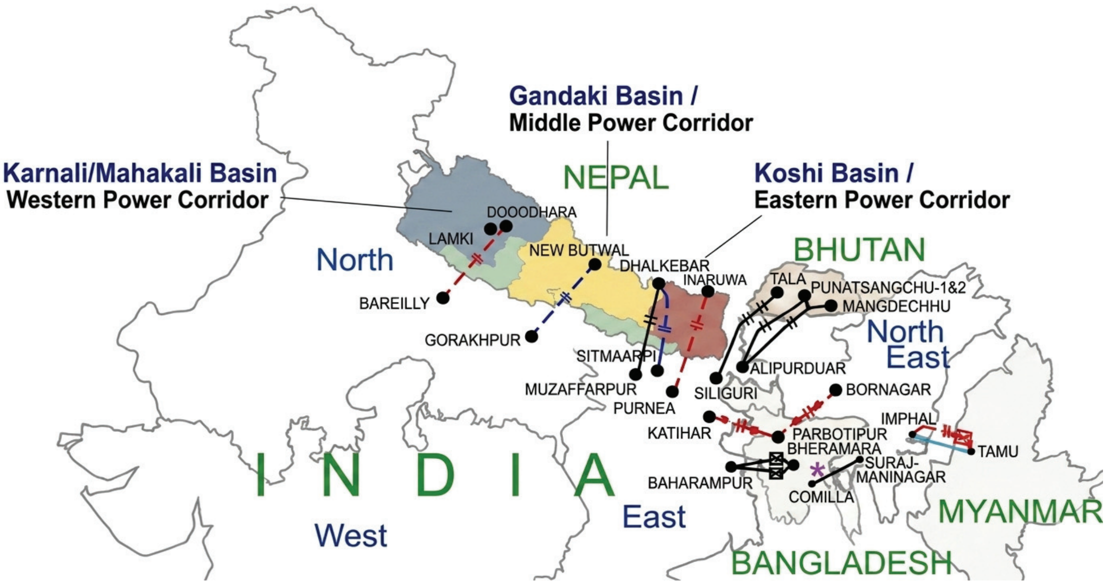


Figure 5: Cross-Border Grid Interconnections in South Aisa

The backbone of this strategy lies in the synchronized expansion of cross-border infrastructure. With the Dhalkebar–Muzaffarpur line already operational and the Dhalkebar–Sitamadi link nearing commissioning, the technical foundation is set. Furthermore, the progression of the Butwal–Gorakhpur, Inaruwa–Purnea, and Dodhara–Bareli corridors through construction and early development represents a critical shift toward bulk power trade. These joint-venture projects are not merely cables; they are essential tools for enhancing the Available Transfer Capability (ATC) of the northern Indian network, allowing Nepal to bypass broader regional congestion by injecting power directly where it is most needed.

In a modern regional grid context, the geographical origin of a power plant is as strategically significant as its total generation capacity. To fully utilize the ATC of upcoming links, Nepal must ensure the parallel completion of hydropower projects specifically designed to feed into these high-voltage corridors. Our hydropower resources are strategically distributed across three major river systems—the Koshi, Gandaki, and Karnali. Each basin carries distinct connectivity implications:

By optimizing our generation portfolio based on these locational advantages, Nepal can transform from a seasonal exporter into an indispensable cornerstone of South Asian grid stability.

"In cross-border trade, a 500 MW plant near an operational 400 kV interconnection is worth more than a 1,000 MW plant stranded behind a congested 132 kV corridor. Locational planning must precede investment decisions."

In our pursuit of regional markets, we must not overlook the sobering reality that Nepal still re-imports approximately 80% of its total export volume during the dry season just to meet the national load. This reliance on imports is highly precarious due to several logistical and economic factors, most notably the limited Available Transfer Capability (ATC) of India's northern corridors and the price fluctuations driven by global fossil fuel scarcity. Perhaps the most alarming concern for our energy security is the occasional inability to secure power even when we are willing to pay the prevailing market price. This physical scarcity highlights a major vulnerability in our path toward energy independence, underscoring the urgent need for a strategic shift from being a seasonal importer to achieving a self-sustaining installed capacity that remains robust even during the driest months.

The fundamental structural weakness in Nepal's current energy strategy lies in our overwhelming dependence on Run-of-River (RoR) hydropower projects. Because RoR plants generate power in direct proportion to river flow, our generation portfolio follows a rigid seasonal cycle: a massive surplus during the monsoon months from June to October, followed by a drastic drop from November to May. This creates a severe mismatch with the regional requirements of India and Bangladesh, both of which demand dispatchable and reliable year-round power. To transition from a "price taker" to a strategic regional partner, Nepal must move beyond the RoR-dominant model and prioritize storage and pumped-storage projects that can bridge this seasonal gap and provide the grid stability our neighbors require.

"Nepal's energy trade will only be truly beneficial when we can generate surplus power even during the dry winter season — overcoming peak load through GW-scale seasonal storage and Pumped Storage Plants developed within this decade."

To secure our energy future, Nepal must point its project selection paradigm from the

legacy of pure Run-of-River (RoR) plants toward more flexible Peaking Run-of-River (PRoR), seasonal storage, and ultimately, large-scale Pumped Storage Plants (PSP). This transition is not merely technical but a strategic response to global generation trends and evolving domestic demand. For instance, the establishment of data centers provides a unique opportunity; unlike traditional industrial loads, data centers operate at a near-constant load factor of 85–95%. By strategically locating these facilities to minimize transmission congestion, we can create a stable, year-round baseload demand that simplifies grid management and optimizes our national energy mix.

The commercial advantage of PRoR over traditional RoR lies in its daily or weekly pondage, which allows for dispatchable generation during peak demand hours. By shifting 6–10 hours of generation to the morning and evening peak windows, we can capitalize on the Day-Ahead Market (DAM) prices on the Indian Energy Exchange (IEX), which are typically 30–60% higher than off-peak rates. This price arbitrage significantly improves project economics and maximizes Nepal's export revenue, turning a variable resource into a high-value commodity that is far more valuable than the surplus energy generated by pure RoR plants during off-peak hours.

In the long term, Pumped Storage Projects (PSPs) represent the most viable solution to Nepal's persistent dry-season deficit. As massive energy reservoirs, PSPs allow us to pump water to higher elevations during surplus periods and release it as electricity when demand spikes. While our topography favors cost-competitive, long-duration seasonal storage through PSPs, we must also deploy Battery Energy Storage Systems (BESS) for short-duration (2–4 hour) storage. This hybrid approach is essential to managing solar diurnal cycles and aligning with global market trends, ensuring that our energy mix is both resilient and responsive to real-time grid requirements.

Ultimately, achieving seamless regional integration requires recognizing India's central role as a regional transit hub. The South Asian energy market is currently transitioning from simple bilateral Power Purchase Agreements (PPAs) toward a dynamic, real-time South Asian Regional Energy Market (SAREM). While Nepal is currently strengthening its bilateral and trilateral trade relations, the evolution toward a fully integrated regional grid requires not only political coordination and diplomatic cooperation but also significant technical advancements. Upgrading our synchronization capabilities and market-clearing mechanisms will be vital for facilitating the seamless energy transactions that a mature SAREM demands.

Key Technology Enablers for South Asian Grid Integration

AI & Forecasting	Wide-Area Monitoring	Digital Metering & Settlement
▪ Hydro generation forecasting (±5% accuracy at 24h) ▪ Load prediction for scheduling optimization	▪ PMU/Synchrophasor at all 400 kV substations ▪ SCADA upgrade to latest IEC standards	▪ ABT metering at all border interconnection points ▪ Real-time energy accounting (RRAS-compatible)

▪ Fault detection & asset health monitoring ▪ IEX bid optimization using price forecasting ▪ Demand response in industrial and data center loads	▪ Real-time situational awareness (WAMS) ▪ Oscillation detection across border interconnections ▪ Joint NLDC-NEA system operation visibility platform	▪ Automated settlement with IEX/PXIL integration ▪ Blockchain-based cross-border certificate tracking ▪ RECs for green attribute verification and export premium

Transforming Nepal's role in the South Asian energy landscape—moving from a provider of seasonal, surplus-dependent electricity to a reliable, year-round "green battery" for the regional grid is a transition that is now both technologically achievable and economically compelling. The foundation for this shift is already being laid through the deepening of bilateral infrastructure with India, the nascent trilateral framework involving Bangladesh, and the vital regulatory evolution of India's Cross-Border Electricity Trade (CBET) and General Network Access (GNA) frameworks.

Realizing this potential, however, demands urgent and simultaneous action on multiple fronts. We must prioritize the acceleration of GW-scale Pumped Storage Project (PSP) development to finally overcome our structural dry-season deficits. Parallel to this, we must expedite the commissioning of new 400 kV transmission corridors to remove persistent export bottlenecks while proactively securing GNA access for every major hydropower plant. Domestically, it is equally critical to develop a robust regulatory framework that appropriately values dispatchable peaking power, ensuring our internal market reflects the true worth of grid stability.

The emergence of large-scale data center loads in Nepal presents a unique duality: while they pose a challenge regarding grid quality requirements, they offer a significant opportunity by providing a stable baseload offtake that improves overall project economics. Similarly, India's massive rollout of Battery Energy Storage Systems (BESS) should not be viewed as a competitive threat but as a complementary development. While India's BESS handles diurnal solar firming, Nepal's PSPs can provide the necessary seasonal storage, creating a perfectly balanced and resilient regional energy system.

While the full institutionalization of a South Asian Regional Energy Market (SAREM) remains a long-term vision for 2030 and beyond, every bilateral and trilateral transaction executed today serves as a vital building block. These agreements develop the operational experience, regulatory precedents, and political confidence required to make an integrated regional grid inevitable. Ultimately, Nepal stands not as a peripheral player in this energy drama, but as its indispensable green energy anchor.

"Nepal's rivers are not merely a national asset — they are a regional strategic resource. The question is not whether Nepal can power South Asia's clean energy transition, but whether we move fast enough within the window of opportunity that this decade offers."

ljB't sDkgLsf]zo/ lgisf;gsf] lgodgM lgofdsLo :ki6tf / ;]fu[xLd}qL ;]f k|]fx

✍ dg b]jL >]7[1]

१. विषय प्रवेश

नेपालको विद्युत क्षेत्र विशेष गरी जलविद्युत क्षेत्र, अब आयोजना विकासको मात्र विषय नभई यो सर्वसाधारणको बचत परिचालन हुने प्रमुख माध्यमसमेत बनिसकेको छ। नेपाल स्टक एक्सचेन्जमा सूचीकृत कम्पनीमध्ये संख्याका आधारमा सबैभन्दा ठूलो समूह जलविद्युतकै छ भने कुल बजार पुँजीकरणको करिब छैटौँ हिस्सा यसै क्षेत्रले ओगटेको छ। निर्माणाधीन आयोजनाको स्वपुँजी सर्वसाधारणबाट जुटाउने अभ्यास व्यापक भइसकेको अवस्थामा एउटा आयोजनाको प्राविधिक जोखिम सोझै हजारौँ साना लगानीकर्ताउपर वित्तीय जोखिममा हस्तान्तरण हुन्छ। यसै कारण विद्युत नियमन आयोगद्वारा विद्युत कम्पनीको शेयर निष्कासनको पूर्वस्वीकृति औपचारिकता मात्र होइन; यो विद्युत नियमन र पुँजी बजार नियमनको सङ्गमबिन्दुमा रहेको सार्वजनिक हितको संरक्षणको विषय समेत हो।

२. विद्युत अनुमतिपत्र व्यक्तिको सार्वजनिक निष्काशनको नियामकीय महत्त्व

विद्युत नियमन आयोग नियमावली, २०७५ को नियम ४५ ले अनुमतिपत्रप्राप्त कम्पनीले सार्वजनिक रूपमा शेयर निष्कासन गर्न वा शेयर संरचनामा पाँच प्रतिशतभन्दा बढी परिवर्तन हुने गरी खरिद बिक्री गर्न आयोगको पूर्वस्वीकृति लिनुपर्ने व्यवस्था गरेको छ। सोही व्यवस्थालाई स्पष्ट, सरल, पारदर्शी र प्रभावकारी बनाउँदै प्रचलित कानुनमा रहेको दोहोरोपन हटाउन आयोगले निम्न विषयउपर ध्यान दिनुपर्ने देखिन्छः

(क) **विवेकाधिकारको स्थानमा वस्तुगत मापदण्डः** निष्कासनको प्रकारअनुसार भौतिक तथा वित्तीय प्रगतिको न्यूनतम प्रतिशत, हकप्रद शेयरको अधिकतम अनुपात र निष्कासनको आकार संख्यात्मक रूपमै तय गरिनुपर्ने देखिन्छ। यसले निवेदकलाई पूर्वानुमानयोग्यता र आयोगलाई समान व्यवहारको आधार दिन्छ।

(ख) **रकमको प्रयोजनसम्बन्धी बन्धनको व्यवस्थाः** निष्कासनबाट प्राप्त रकम जुन प्रयोजनका लागि उठाइएको हो सोही प्रयोजनमा मात्र उपयोग गर्नुपर्ने व्यवस्थाले लगानीकर्ताको पुँजी अन्यत्र प्रवाह हुने जोखिम घटाउँछ।

(ग) **सूचनाको समानताः** विवरणपत्रमा विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताअनुसारको मासिक ऊर्जा परिमाण, बिक्री दर र आय, रोयल्टी वृद्धि लागू हुने मिति, कर छुटको बाँकी अवधि तथा प्रभावित स्थानीयको शेयरसम्बन्धी

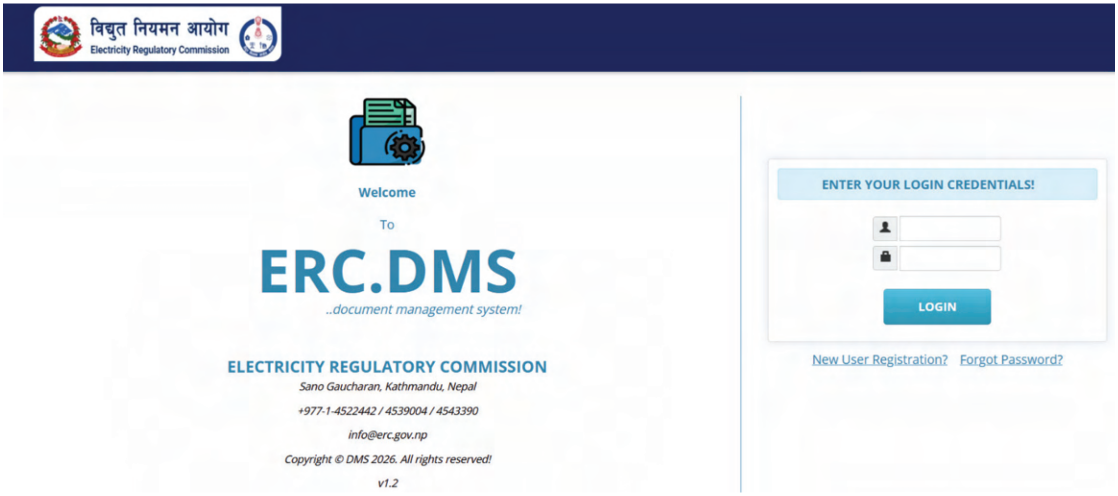
१ लेखक विद्युत नियमन आयोगको तत्कालिन सचिव तथा विद्युत विकास विभागको महानिर्देशकको रुपमा कार्यरत हुनुहुन्छ।

विवरण अनिवार्य व्यवस्था गर्नुपर्ने । पर्याप्त सूचना बिना साधारण लगानीकर्ताले प्रतिफलको यथार्थ मूल्याङ्कन गर्न नसक्ने हुँदा यस्तो व्यवस्था गर्न आवश्यक देखिन्छ ।

(घ) **समयबद्धता र विद्युतीय प्रक्रिया:** रीतपूर्वक निवेदन प्राप्त भएको मितिले ३० दिनभित्र निर्णय गर्नुपर्ने र निवेदन आयोगको आधिकारिक विद्युतीय माध्यमबाट पेस गर्नुपर्ने व्यवस्थाले सेवा प्रवाहलाई समयसीमाभित्र बाँध्न उपयुक्त हुने। यसरी आयोजनाको निर्माणमा पुँजी परिचालन सुनिश्चित हुँदै कस्ट ओभररन हुनबाट समेत जोगिने अवस्था सृजना हुनेछ ।

३. अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको शेयरको सार्वजनिक निष्काशनका सन्दर्भमा आयोगको भूमिका

आयोगको भूमिका धितोपत्र बोर्डको भूमिकासँग प्रतिस्पर्धी नभई पूरक हो । बोर्डले निष्कासन प्रक्रिया, विवरणपत्र र लगानीकर्ता संरक्षणको नियमन गर्छ भने आयोगले त्यस निष्कासनको पछाडि रहेको आयोजनाको प्राविधिक तथा वित्तीय यथार्थ प्रमाणित गर्छ । आयोजनाको भौतिक प्रगति, विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता, वित्तीय व्यवस्थापन र प्रसारण पूर्वाधारमा जोडिने प्रत्याभूति लगायतका यही प्रमाणीकरणले कागजमा मात्र रहेको आयोजनाका नाममा सार्वजनिक पुँजी उठाउने जोखिमलाई रोक्छ । साथै कम्पनीको पुँजी संरचना र पुँजीको लागतले अन्ततः महसुलमा असर पार्ने भएकाले शेयर निष्कासनको नियमन उपभोक्ता हितसँग समेत प्रत्यक्ष जोडिन्छ । तर आयोगको भूमिका नियन्त्रणमै सीमित हुनुहुँदैन; लगानीमैत्री, पूर्वानुमानयोग्य र समयबद्ध नियामकीय वातावरण निर्माण गर्ने सहजकर्ताको भूमिका त्यत्तिकै महत्त्वपूर्ण छ ।



आयोगको विद्युतीय अभिलेख व्यवस्थापन प्रणाली (ERC Document Management System) मार्फत अनलाइन आवेदन दिन सकिने (स्रोतः विद्युत नियमन आयोग)

४. सुधारका स्थान तथा सोको आधार

हाल विद्यमान विद्युत् सम्बन्धी कम्पनीको शेयरको सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति तथा नियमन सम्बन्धी निर्देशिका, २०७८ अध्ययन गर्दा देहायका विषयमा थप स्पष्टता आवश्यक देखिन्छः

(क) **"रीतपूर्वक निवेदन" को स्पष्टता**: तोकिएको समयसीमा माग गरिएका सम्पूर्ण कागजात प्राप्त भएको मितिबाट मात्र सुरु हुने भएकाले, पूर्णसूची (चेकलिस्ट) सार्वजनिक गरी थप कागजात एकपटक मात्र माग गर्ने व्यवस्था नगरिए समयसीमा व्यवहारमा निष्प्रभावी हुन सक्छ।

(ख) **प्रगति मापनको एकरूप पद्धतिः** विद्युत आयोजनाको भौतिक र वित्तीय प्रगति गणना गर्ने विधि (जलविद्युत/सौर्य/वायु लगायत आयोजना पिच्छे फरक प्रगती मापन हुने हुँदा) तथा स्वतन्त्र तेस्रो पक्षको लागत अनुमानको मापदण्ड तोकिएको छैन। यो अस्पष्टताले मूल्यांकनकर्तापिच्छे फरक निष्कर्ष निस्कने र विवेकाधिकार पछाडिको ढोकाबाट भित्रिने जोखिम रहन्छ।

(ग) **दोहोरोपनको वास्तविक अन्त्यः** धितोपत्र बोर्ड र आयोगमा केहि कागजातहरु जस्तै क्रेडिट रेटिङ तथा अन्डरराइटिङ दुवै निकायमा बुझाउनु पर्ने देखिन्छ। एकै प्रकार र सोहि विषयका कागजात तथा विवरण एकै निकायमा बुझाउनु पर्ने र दोहोरिनु नपर्ने गरी दुई नियामकबीच सूचना आदानप्रदानको संयन्त्र (समझदारीपत्र) स्थापना गर्नु अनुकूल हुनेछ।

(घ) **समूह संरचना र अवधिको तादात्म्यः** मुख्य वा सहायक कम्पनीमार्फत हुने लगानी, विद्युत खरिद बिक्री सम्झौताको अवधि र अनुमतिपत्रको बाँकी अवधिसँग निष्कासनको आकार एवं प्रतिफल अवधिको तादात्म्य व्यवहारिक बनाउनुपर्ने माग निजी क्षेत्रबाट निरन्तर उठिरहेको छ। सो सम्बन्धमा समेत आयोगले त्यस्तो नियामकीय व्यवस्थालाई स्पष्ट गर्नु वान्छनीय भएको छ।

(ङ) **अनुपालना र प्रवर्तन:** प्राप्त रकम तोकिएकै प्रयोजनमा नलागेमा वा त्रैमासिक/वार्षिक विवरण पेस र प्रकाशन नगरेमा लाग्ने परिणामको सम्बन्धमा स्पष्ट व्यवस्था गराउनु पर्ने ।

५. निष्कर्ष

नेपाल सरकारले कार्यसम्पादनलाई नतिजामुखी, मापनयोग्य र जवाफदेही बनाउने घोषणासहित शासकीय सुधारको १०० बुँदे कार्यसूची अघि सारेको छ । परिणाममुखी शासकीय प्रबन्ध (Delivery Based Governance) र सेवाग्राहीमैत्री सेवा प्रवाह गर्ने उद्देश्यले सोही कार्यसूचीअन्तर्गत एकद्वार सेवा प्रणालीको विस्तार, नागरिकमैत्री सेवा प्रवाह, अग्रपङ्क्तिका कर्मचारीको क्षमता विकास र सेवा प्रवाहको नियमित अनुगमन जस्ता हस्तक्षेप सुरु भइसकेका छन् । आयोग स्वायत्त नियामकीय निकाय भए पनि सार्वजनिक स्रोतबाट सञ्चालित निकायका हैसियतले यी मान्यताबाट अलग रहन सक्दैन । नियामकीय क्षेत्रमा नतिजामुखी शासनको अर्थ निर्णयको संख्या मात्र होइन; निर्णयको औसत अवधि, पहिलो प्रयासमै पूर्ण निवेदन दर्ता हुने अनुपात र सेवाग्राहीको सन्तुष्टि नै वास्तविक सूचक हुन् ।

यस सन्दर्भमा आयोगले देहायका व्यवस्था गर्न सक्छः प्रत्येक सेवाका लागि अधिकतम समय तोकिएको नागरिक बडापत्र, निवेदनपूर्व परामर्श (प्री-फाइलिङ) डेस्क, प्रत्येक निवेदनलाई ट्र्याकिङ नम्बर, सेवा शुल्कको अनलाइन भुक्तानी, एकपटक पेस भइसकेको कागजात पुनः माग नगर्ने “वन्स ओन्ली” सिद्धान्त तथा औसत निर्णय अवधि र फछ्र्यौट विवरणको त्रैमासिक सार्वजनिक प्रकाशन ।

ljB't\lgodgdf ;/f]sf/jfnf;Fusf] ;fj{hlgs ;~rf/

✍ e\ld uf}td[1]

नेपालको विद्युत् क्षेत्रको इतिहास ११५ वर्ष लामो छ। विक्रम संवत् १९६८ साल जेठ ९ गते पहिलो पटक फर्पिङ जलविद्युत् आयोजनाबाट ५०० किलोवाटको विद्युत् उत्पादन भएर तत्कालीन राणा प्रधानमन्त्री र उनीहरूको परिवारमा बिजुली वितरण गरिएको थियो। त्यसपछिको झण्डै ९० वर्षसम्म नेपालको विद्युत् उत्पादन क्षमता २५२ मेगावाटमा सीमित थियो तर अहिले २५० वटा आयोजनाबाट ४१०० मेगावाट बराबरको उत्पादन भैसकेको छ। निर्माणाधीन र निर्माणमा जान लागेका आयोजनाहरूको क्षमता ३० हजार मेगावाटभन्दा बढी छ।[२] यसमा पनि उत्पादनदेखि निर्माणाधीन र निर्माणमा जान लागेका आयोजनाहरूमा ८० प्रतिशतभन्दा बढी हिस्सा ओगटेको छ निजी क्षेत्रको नेतृत्वमा मात्र विद्युत् उत्पादनको क्षेत्रमा १३ खर्ब १० अर्बभन्दा बढी लगानी गरिसकेको छ।[३] यसकारण नेपालको उत्पादनमूलक क्षेत्रमा सबैभन्दा बढी लगानी गर्ने क्षेत्रको रुपमा विद्युत्लाई लिइन्छ। यसबाहेक सरकारी निकायले पनि दुई खर्बभन्दा बढी लगानी गरिसकेको छ। यसरी ऊर्जा क्षेत्रमा नेपालमा १५ खर्बभन्दा बढीको लगानी भैसकेको छ भने अर्को १० वर्ष अर्थात सन् २०३५ भित्र अर्को ६१ खर्ब लगानी हुँदैछ।[४] ऊर्जा क्षेत्रको बढ्दो विकासक्रमसँगै यस क्षेत्रको नियमनका लागि विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ र विद्युत् नियमन आयोग नियमावली, २०७५ आएकोमा २०७६ वैशाख २५ गते मात्र आयोगका पदाधिकारीहरू नियुक्त गरिएको थियो। यो आयोग सबै सरोकारवाला निकायहरूसँगको समन्वय, सहकार्य र सञ्चार गर्ने निकाय पनि हो। सबैभन्दा धेरै लगानी भएको र भविष्यमा लगानी हुने विद्युत् क्षेत्रमा सरोकारवाला निकायहरू पनि बढ्दो क्रममा छन् भने उनीहरूसँगको सञ्चार सम्बन्ध पनि आयोजना निर्माणका लागि महत्त्वपूर्ण हुन्छ। यति समयमा विद्युत् क्षेत्रमा लगानी बढ्दो क्रममा छ भने यसमा धेरै सरोकारवालाहरू पनि जोडिएका छन्।

सरोकारवाला निकायको पहिचान र व्यवस्थापन

Stakeholder theory, as proposed by Richard Freeman (१९८४)

सन् १९८४ मा रिचार्ड फ्रिम्यानले प्रस्तुत गरेको सरोकारवाला निकायको सिद्धान्तमा "कुनै संस्थाको उद्देश्य प्राप्तिमा प्रभाव पार्ने वा त्यसबाट प्रभावित हुने व्यक्ति वा समूह" लाई सरोकारवाला निकायभित्र समावेश गरिएको छ। यसैगरी परियोजना व्यवस्थापन संस्था (पीएमआई) ले सन् २००८ मा सरोकारवाला भनेका आयोजनामा संलग्न वा त्यसको

---

१ लेखक गौतम दुई दशक पत्रकारिता र विशेष गरी ऊर्जा पत्रकारितामा संलग्न भई हाल स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूको संस्था, नेपाल (इप्पान) का प्रमुख कार्यकारी अधिकृत हुनुहुन्छ साथै वहाँले पत्रकारितामा एमफील गर्नाको साथै ऊर्जासँग सम्बन्धित विषयमा अध्ययन अनुसन्धान पनि गर्नुभएको छ। (मो ९८५१०३७७६२) -- सम्पादक

२ https://biznessnews.com/reset-nepal/ posts/ 46?fbclid=IwY2xjawRMYsRleHRuA2FlbQIxMQBzcnRjBmFwcF9pZBAyMjIwMzkxNzg4MjAwODkyAAEeEUGj5zcNID36i8Jgc4ki_jRqj9n97lkpN0uzEC87MIvigmuXTXo73fTmC9k_aem_oACds2Og7wrw73iw1zVSNA

३ https://www.ippan.org.np/wp-content/uploads/2026/01 /investment-in-hydropower.pdf

४ https://gorkhapatraonline.com/news/137238

परिणामबाट प्रभावित हुने व्यक्ति वा संस्था हुन् भनेर किटान गरेको छ। सरोकारवाला भनेका त्यस्ता व्यक्ति वा समूह हुन्, जो कुनै आयोजनाबाट प्रभावित हुन्छन्, वा आयोजनामा चासो राख्छन् र त्यसको परिणामलाई सकारात्मक वा नकारात्मक रूपमा प्रभाव पार्न सक्ने क्षमता राख्छन् ।

नियामक निकायको नाताले विद्युत् नियमन आयोगसँग जोडिने सरकारी, निजी क्षेत्र र अन्तर्राष्ट्रिय दातृ निकाय र विकास साझेदारहरू धेरै छन् ।[५] विशेष गरी सरकारी निकायहरूमा ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय, नेपाल विद्युत् प्राधिकरण, राष्ट्रिय योजना आयोग, धितोपत्र बोर्ड, विद्युत् विकास विभाग लगायत तथा निजी क्षेत्रका लगानीकर्ताहरू, निजी क्षेत्रको साझा संस्था स्वतन्त्र ऊर्जा उत्पादकहरूको संस्था, नेपाल (इप्पान) र बैक तथा वित्तीय संस्थाहरू पनि आयोगका सरोकारवाला निकायहरू हुन् । यसैगरी उपभोक्ता र नागरिक समाज, घरेलु तथा औद्योगिक विद्युत् उपभोक्ता, उपभोक्ता अधिकार समूहहरू, विशेष गरी आयोजना प्रभावित स्थानीय समुदाय, एशियाली विकास बैक (एडीबी), अन्तरराष्ट्रिय वित्त निगम (आईएफसी) लगायतका निकायका साथै आयोजनाहरूको हाइड्रो मेकानिकल, इलेक्ट्रोमेकानिकल र सिभिल निर्माणमा सहभागी कम्पनी, परामर्शदाता कम्पनी, अध्ययन अनुसन्धान गर्ने निकाय वा कम्पनी, वातावरणको क्षेत्रमा कार्यरत कम्पनी र संघसंस्था लगायतमा कार्यरत सबै नियमन आयोगका लागि सरोकारवाला निकाय हुन् ।

प्रभावकारी सरोकारवालाको संलग्नता बिना धेरै आयोजनाहरू असफल हुने गरेको अध्ययनहरूले देखाएका छन् । पाँचमध्ये दुई आयोजना आफ्नो लक्ष्य हासिल गर्न असफल हुन्छन्, जसमध्ये ५० प्रतिशत असफलता कमजोर सञ्चारका कारण हुने गरेको छ ।[६] कुनै आयोजना निर्माणको समयावधि र लागत बढ्नुमा मुख्यतया सरोकारवाला निकायसँगको सञ्चार महत्त्वपूर्ण मानिन्छ । यसकारण विभिन्न निकायले सरोकारवालासँगको सञ्चारलाई मुख्य प्राथमिकता दिएको पाईन्छ ।

नीति र कानूनमा सार्वजनिक सञ्चार

नेपालको कानुनी तथा नीतिगत ढाँचाले विकास आयोजनामा पारदर्शिता तथा जनसहभागितालाई सुनिश्चित गरेको छ । नेपालको संविधानको धारा २७, सूचनाको हक सम्बन्धी ऐन (२००७), सुशासन (व्यवस्थापन तथा सञ्चालन) ऐन (२००८) तथा वातावरण संरक्षण नियमावली (२०२०) लगायतका कानुनहरूले नागरिकलाई आफ्नो सरोकारका विषयमा जानकारी पाउने तथा परामर्शमा सहभागी हुने अधिकार सुनिश्चित गरिदिएको छ । यसैगरी IFC Performance Standards (२०१२) र Asian Development Bank Safeguard Policy Statement (२००९) ले अर्थपूर्ण सरोकारवालाको संलग्नतालाई जोड दिएका छन् ।

ठूला विकास परियोजनाहरूको सफलताका लागि सरोकारवालासँग प्रभावकारी सञ्चार अत्यन्त आवश्यक छ । प्रारम्भिक चरणमै सञ्चारको खाडल कम गर्दै अफवाह हटाउने र नकारात्मक धारणा सम्बोधन गर्ने गर्नुपर्छ । नेपाल तथा विश्वभरिका परियोजनाहरूले सरोकारवालासँगको सञ्चारलाई आफ्नो विकास रणनीतिको अभिन्न अङ्गको रूपमा स्वीकार गर्नुपर्छ । परियोजनासँग सम्बन्धित विवाद समाधान गर्न स्थानीय तहमा समन्वय समिति गठन गर्न सकिन्छ, जसमा प्रभावित व्यक्ति, जनप्रतिनिधि, परियोजना प्रतिनिधि र स्थानीय प्रशासन समावेश हुन्छन् ।

साथै, प्रभावकारी गुनासो व्यवस्थापन प्रणालीले प्रारम्भिक चरणमै समस्या पहिचान र समाधान गर्न सहयोग गर्छ । सरोकारवालासँगको सम्बन्ध समयअनुसार परिवर्तन हुने भएकाले नियमित समीक्षा र सुधार आवश्यक हुन्छ । यसले परियोजना कार्यान्वयनका लागि सकारात्मक वातावरण सिर्जना गर्न मद्दत पुऱ्याउँछ । विशेष गरी जलविद्युत्

५ ttps://www.urjakhabar.com/news/ 2408507194#:~:text=%E0
६ https://www.urjakhabar.com/en/news/0502810950

लगायतका ठूला परिमाणका पूर्वाधार परियोजनाहरू उच्च लागत, लामो विकास अवधि र उच्च जटिलताले चिनिन्छन् । यस्ता परियोजनाहरूमा विभिन्न स्वार्थ, प्रभाव र दृष्टिकोण भएका विविध सरोकारवालाहरू संलग्न हुन्छन् । त्यसैले यस्ता परियोजनाहरूको जटिल स्वरूपले आन्तरिक र बाह्य दुवै सरोकारवालालाई ध्यानमा राख्ने दक्ष व्यवस्थापन क्षमताको आवश्यकता पर्दछ । सरोकारवालासँगको सञ्चार पूर्वाधार परियोजनाको विकास र कार्यान्वयनको सबैभन्दा महत्त्वपूर्ण पक्षमध्ये एक हो । ठूला परियोजनाहरूमा सरोकारवालाका चिन्ता र चुनौतीहरूबारे नीति निर्माता र विज्ञहरूले विभिन्न मञ्चमा छलफल गर्ने गर्छन् । तर, समयमै र लागत-प्रभावकारी रूपमा परियोजना सम्पन्न गर्न सही सञ्चारको महत्त्व प्रायः उपेक्षित हुन्छ । सार्वजनिक बहसहरू प्रायः वित्तीय व्यवस्था, वातावरणीय पक्ष, मानव संसाधन र प्राविधिक विषयमा केन्द्रित हुन्छन् । तर परियोजना सञ्चार भनेको एक महत्त्वपूर्ण पक्ष हो, जुन प्रायः छायामा रहन्छ । सञ्चारसम्बन्धी समस्याहरूमा सञ्चारमाध्यमले समेत गहिराइमा प्रवेश नगर्ने गरेको पाइन्छ । यसको महत्त्व हुँदाहुँदै पनि विकास परियोजनाहरूमा यसलाई कम आँक्ने र अन्य वित्तीय तथा प्राविधिक पक्षले छायामा पार्ने प्रवृत्ति देखिन्छ ।[७]

सार्वजनिक सञ्चार र यसको महत्त्व

सार्वजनिक सञ्चार आयोजनाहरूका लागि सूचना प्रवाह, सरोकारवाला परामर्श, वार्ता तथा साझेदारी, गुनासो व्यवस्थापन, अनुगमनमा सहभागिता, प्रतिवेदन तथा व्यवस्थापन कार्यहरूको महत्त्वपूर्ण माध्यम हो ।

सरोकारवाला कुनै पनि आयोजनाका प्रमुख लक्षित समूह हुन् । आयोजनाको सफलता वा असफलता उनीहरूको भूमिकामा निर्भर हुन्छ । सकारात्मक वातावरण निर्माणका लागि सार्वजनिक सञ्चारले महत्त्वपूर्ण भूमिका खेल्छ, जुन संवाद र सहभागितामा आधारित हुन्छ । सार्वजनिक सञ्चार विशेषगरी सहभागितामूलक सञ्चारमा केन्द्रित हुन्छ, जुन जलविद्युत् लगायत अन्य विकास आयोजनाहरूमा अत्यावश्यक हुन्छ । Participatory Communication Assessment (PCA) तथा Participatory Communication Strategy Design (Tufte & Mefalopulos, २००९) ले सार्वजनिक सञ्चार र सरोकारवाला संलग्नताको महत्त्वलाई स्वीकार गरेका छन् ।

आयोजनाका उद्देश्य प्राप्त गर्न सबै सरोकारवालामा उचित रूपमा सूचना प्रवाह हुनु अत्यावश्यक छ । सञ्चार योजना अभावका कारण धेरै आयोजनाहरू सफल हुन सकेका छैनन् । विश्व बैंकको अध्ययनअनुसार १९७०-८० को दशकमा धेरै विकास आयोजनाहरू प्रभावकारी सार्वजनिक सञ्चारको अभावमा आफ्नो लक्ष्य हासिल गर्न असफल भएका थिए ।[८] यस्ता असफलताका कारणहरूमा स्थानीय सन्दर्भको कमजोर बुझाइ र स्थानीय सरोकारवालाको न्यून सहभागिता प्रमुख थिए। साथै, समस्या सम्बन्धी फरक धारणा र गलत बुझाइका कारण राजनीतिक समर्थन कम हुनु र आयोजनाको डिजाइन कमजोर हुनु देखिएको थियो । प्रारम्भदेखि नै सरोकारवालालाई संलग्न गराउने र व्यापक सहमति निर्माण गर्ने सहभागितामूलक सञ्चार विगतका त्रुटिहरू दोहोरिन नदिने महत्त्वपूर्ण साधन हो । समयमै समस्या समाधान गर्न सके धेरै द्वन्द्व र अवरोध टार्न सकिन्छ । साथै, वास्तविक सहभागिताले स्थानीय स्वामित्वको भावना बढाउँछ र दिगोपन सुनिश्चित गर्छ । सफल सहभागितामूलक प्रक्रियाका लागि स्थानीय स्वामित्व र समुदायआधारित समाधान आवश्यक हुन्छ ।[९]

एक अध्ययनले कमजोर सञ्चारका कारण प्रति एक अर्ब डलर परियोजनामा १३ करोड ५ लाख डलर बराबर

७ https://www.urjakhabar.com/en/news/0502810950

८ Tufte, T., & Mefalopulos, P. (2009). Participatory communication a practical guide. Washington, D.C, U.S.A.: The International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank.

९ Tufte, T., & Mefalopulos, P. (2009). *Participatory communication a practical guide.* Washington, D.C, U.S.A.: The International Bank for Reconstruction and Development / the World Bank.

जोखिम हुने देखाएको छ । त्यस्तै, सञ्चारलाई प्राथमिकता नदिने परियोजनाहरू १४ गुणा बढी जोखिममा हुने अध्ययनले देखाएको छ। फोर्ब्सको २०१० सर्वेक्षणले पनि ९२ प्रतिशत सीईओ, सञ्चार विज्ञ र रणनीतिकारहरूले सञ्चारलाई संस्थागत सफलताको आधार मानेका छन् ।[१०]

यसकारण विद्युत् नियमन आयोगले कुनै परियोजनालाई कम लागत र समयमा बनाउनका लागि सरोकारवालासँगको सम्बन्धसहित सार्वजनिक सूचना प्रवाहलाई व्यवस्थित बनाउनका लागि पहलकदमी लिनु आवश्यक छ।

अध्ययन अनुसार प्रभावकारी सञ्चारले बजेटभित्र आयोजना सम्पन्न हुने सम्भावना १७ प्रतिशतले बढाउँछ।[११] उचित सञ्चार बिना पारदर्शिता कायम राख्न र सरोकारवालाको समर्थन प्राप्त गर्न सम्भव हुँदैन । विकास आयोजनामा सञ्चार अत्यन्त महत्त्वपूर्ण पक्ष हो, जसले विभिन्न व्यक्ति र संस्थाबीच सहकार्य र समन्वय सुनिश्चित गर्छ। नियमन आयोगको कार्य क्षेत्रभित्र पारदर्शीतासँगै सरोकारवाला निकायसँग समन्वय र सहकार्य जरुरी हुन्छ। विकासका लागि सञ्चारले दुईतर्फी संवाद प्रणालीलाई जोड दिन्छ, जसले समुदायलाई आफ्ना विचार, चाहना र चिन्ता व्यक्त गर्न तथा निर्णय प्रक्रियामा सहभागी हुन सक्षम बनाउँछ।[१२]

आईएफसीले राम्रो सरोकारवाला सम्बन्ध प्रभावकारी जोखिम व्यवस्थापनको आधार मानेको छ भने युएनडीपीले पारदर्शी र दुईतर्फी सञ्चारलाई सुशासनको आधार मानेको छ। यसकारण विद्युत् नियमन आयोगले सरोकारवाला संलग्नता र विश्वास निर्माणका साथ आफ्नो कार्य अघि बढाउन सकेमा यसले विशेष गरी पारदर्शिता र उत्तरदायित्व सुनिश्चितताका लागि महत्त्वपूर्ण भूमिका खेल्छ । यसैगरी नियमन आयोगले गर्ने विद्युत् महसुल निर्धारण, सेवा मापदण्ड वा नियमन सम्बन्धी निर्णयहरू संवेदशील भएकोले पर्याप्त सार्वजनिक परामर्श बिना गरेमा यसको विरोध हुन सक्छ भने त्यो क्षेत्रको विकास र विस्तारमा पनि समस्या पर्न सक्छ। यसकारण आयोगले नीतिगत निर्णयमा सहभागिता र स्वीकार्यताका लागि सार्वजनिक सूचना प्रवाह र समन्वयलाई प्राथमिकतामा राख्नुपर्छ। यति मात्र होइन, सार्वजनिक सञ्चारलाई प्रभावकारी रुपमा अघि बढाउन सकेमा प्रभावकारी सञ्चारले गुनासो कम, गलत सूचना नियन्त्रण र सामाजिक द्वन्द्व न्यूनीकरणमा पनि योगदान पुर्‍याउँछ। उपभोक्ता सचेतना र सशक्तीकरणका साथै नीतिको प्रभावकारी कार्यान्वयनको लागि पनि सार्वजनिक सञ्चार जरुरी छ।

नेपालमा सार्वजनिक सञ्चारको अभ्यास

नेपालका धेरै सरकारी निकायहरूमा सार्वजनिक सञ्चार नीति र रणनीति छैन। विशेष गरी समस्या आएपछि मात्र समाधानका लागि सरोकारवालाहरूसँगको संवादलाई बढी जोड दिने रणनीति सरकारी निकायमा देखिन्छ भने निजी क्षेत्रको पनि त्यही समस्या छ । नेपालमा विकास आयोजनाहरूमा सञ्चार रणनीतिबारे उल्लेखनीय अध्ययनहरू सीमित छन्। सञ्चार योजना तथा रणनीति प्रयोगको अभ्यास अझै अपर्याप्त छ। सरकारी मात्र नभई निजी क्षेत्रका पूर्वाधार आयोजनाहरूले पनि यसको महत्त्वलाई पर्याप्त रूपमा ध्यान दिएका छैनन्। तर पछिल्लो समय केही सरकारी निकायहरूले सञ्चार रणनीति प्रयोग गर्न थालेका छन् ।[१३]

राष्ट्रिय पुनर्निर्माण प्राधिकरणले २०१७-२०२० अवधिका लागि सञ्चार रणनीति तयार गरेको थियो । यसले

१० PMI. (2013). *the High Cost Low Performance: The Essential Role of Communcations.* Newtown Square, PA 19073-3299 USA: : Project Management Institute

११ https://www.pwc.com.tr/en/publications/arastirmalar/pages/pwc-global-project-management-report-small.pdf

१२ https://www.pwc.com.tr/en/publications/arastirmalar/pages/pwc-global-project-management-report-small.pdf

१३ Absence of Communication Strategy: Key cause behind dismal performance of National Pride Projects/pravakar Ghimire/Bhim Gautam

संस्थाको उद्देश्य पूरा गर्न सञ्चारको रणनीतिक प्रयोगलाई जोड दिएको थियो । यस रणनीतिमा आन्तरिक तथा बाह्य सञ्चारलाई सुदृढ बनाउँदै विश्वसनीय र समयमै सूचना प्रदान गर्ने लक्ष्यसहित यसले विश्वास निर्माण, सहभागिता प्रवर्द्धन, विश्वसनीयता वृद्धि, पारदर्शिता, साझा समझदारी विकास गर्ने उल्लेख छ। यसैगरी बागमती नदी व्यवस्थापन आयोजनाले समयमै सूचना प्रवाह, व्यवहार परिवर्तन, साझा दृष्टिकोण निर्माणका लागि भन्दै सञ्चार रणनीति निर्माण गरेर आयोजनाले समुदाय छलफल, व्यक्तिगत भेटघाट, कार्यशाला आदि सञ्चालन गरेको थियो । यसैगरी महालेखापरीक्षकको कार्यालयले पनि सरोकारवाला संलग्नता रणनीति तयार गरेको छ, जसले पारदर्शिता र उत्तरदायित्व वृद्धि र सरोकारवालासँग निरन्तर अन्तरक्रियालाई जोड दिएको छ। राष्ट्रिय गौरवको आयोजनाको रुपमा औपचारिक रुपमा सञ्चार रणनीति बनाए पनि सरोकारवालासँगको परामर्शलाई महत्त्व दिएको थियो ।

नेपालको इतिहासमा धेरै ठूला परियोजनाहरू ढिलाइ र लागत वृद्धि समस्याबाट ग्रसित भएका छन्, जसको मुख्य कारण परियोजना प्रवर्द्धक र सरोकारवालाबीचको कमजोर सञ्चार हो ।[१४] धेरैले परियोजना विकासमा वित्तीय स्रोत र प्राविधिक क्षमता नै प्रमुख चुनौती ठान्छन्, तर नेपालमा वास्तविक चुनौती भनेको सरोकारवालाको स्वामित्व भावना विकास गर्नु र उनीहरूको समर्थन प्राप्त गर्नु हो । नेपालका धेरै परियोजनाहरूमा अपर्याप्त सञ्चारका कारण ढिलाइ र लागत वृद्धि देखिएको छ । व्यवहारमा परियोजना-सरोकारवाला सम्बन्ध कमजोर हुँदा दुबै पक्षबाट गुनासा आउने गरेका छन् । परियोजना र स्थानीय सरोकारवालाबीच विरोध र द्वन्द्वका घटना बारम्बार देखिन्छन् । यस्तो द्वन्द्व प्रायः जानकारीको अभाव वा अपर्याप्त जानकारी आदान-प्रदानका कारण उत्पन्न हुन्छ ।

स्थानीय समुदायसँगका विवादहरू मुख्यतः जग्गा मुआब्जा, वातावरणीय असर, सामाजिक असर, स्थानीय संस्कृतिमा खतरा, रोजगारी अवसर र परियोजनाबाट स्थानीय लाभजस्ता विषयमा केन्द्रित हुन्छन् । यदि यी मुद्दाहरू समयमै सम्बोधन गरिएन भने परियोजनाले दिने आर्थिक तथा सामाजिक लाभहरू छायामा पर्न सक्छन्। धेरै परियोजनाहरूले प्रारम्भिक चरणदेखि निरन्तर र अर्थपूर्ण सञ्चार गर्न नसक्दा आफ्ना महत्त्वका सन्देश प्रभावकारी रूपमा दिन सकेका छैनन् । परियोजना ढिलाइ हुँदा स्थानीयमा असन्तोष बढ्छ, अनि पारदर्शी रूपमा कारण नबताउँदा अवस्था झन् जटिल बन्छ। यसकारण विद्युत् नियमन आयोगले यस्तो यथार्थतालाई आत्मसात् गरेर समयमै तोकिएको लागतमै र सस्तो विद्युत् निर्माण गर्ने गरी सार्वजनिक सञ्चारलाई उच्च महत्त्व दिनु आवश्यक छ।

आगामी दिनमा नियमन आयोग र सार्वजनिक सूचना प्रणाली

नीतिको कार्यान्वयन सहज बनाउन, सरोकारवालाको सहकार्य बढाउन र संस्थागत क्षमता सुदृढ बनाउनका लागि सार्वजनिक सञ्चारलाई नियमन आयोगले उपयोग गर्नुपर्छ। सञ्चार केवल सूचना प्रवाहको माध्यम मात्र होइन भन्ने मानसिकताबाट माथि उठेर सुशासन, पारदर्शिता, विश्वास निर्माण र प्रभावकारी नियमनको आधार मानेर दुईतर्फी, सहभागितामूलक र रणनीतिक सञ्चारले मात्र नियामक निकायलाई आफ्नो उद्देश्य हासिल गर्न सक्षम बनाउँछ भन्ने यथार्थलाई नियमन आयोगले बुझ्नुपर्छ। यसैले, स्पष्ट सञ्चार रणनीति, नियमित सरोकारवाला परामर्श र प्रभावकारी सूचना व्यवस्थापन प्रणाली विकास गर्नु विद्युत् नियामक निकायका लागि सार्वजनिक सञ्चारको नीति, रणनीति, उपयोग र अभ्यास अत्यावश्यक छ।

नेपाल जस्तो अल्पविकसित मुलुकमा कुनै पनि क्षेत्रको विकास र विस्तारका लागि नियमनकारी निकायको भूमिका नियमनमा मात्र केन्द्रित हुनु हुँदैन, सहजीकरण गर्नेतर्फ उन्मुख हुनुपर्छ । नेपालमा जग्गा अधिग्रहण, राइट अफ वे (मार्गाधिकार), वातावरणीय, सामाजिक तथा लैङ्गिक पक्षहरू, आयोजनामा स्थानीय स्वामित्वको भावना, वित्तीय व्यवस्था, पारदर्शिता, समुदाय सशक्तीकरण, सरकारी स्वीकृतिहरू, वन क्षेत्रसम्बन्धी स्वीकृति, सरोकारवाला

१४ https://www.onlinekhabar.com/2025/08/1734169/7-

संलग्नता, आयोजनाबाट प्राप्त सामाजिक लाभको वितरण लगायतमा समस्याहरू छन् । यसको समाधानका लागि विशेष गरी विद्युत् नियमन आयोगले आवश्यक नीति, रणनीति वा निर्देशिका निर्माण गरेर आफ्नो सबै कार्य क्षेत्रमा नीति निर्माणदेखि कार्यान्वयनसम्ममा सहज बनाउन सार्वजनिक परामर्श, सार्वजनिक सुनुवाई, नीति तथा नियमन निर्माणमा सहभागिता, सूचना प्रकाशन र पारदर्शिता, अन्तरक्रिया तथा कार्यशाला जस्ता कार्यलाई तदारुकता देखाउनु आवश्यक छ । यस्तो तदारुकता देखाउँदा विद्यमान अवस्थामा सहभागिता अझै पनि सीमित र शहर केन्द्रित, स्थानीय समुदायको प्रत्यक्ष संलग्नता कमजोर, सूचना पहुँच ग्रामीण क्षेत्रमा न्यून वा डिजिटल डिभाइडको अवस्था, गुनासो व्यवस्थापन प्रणाली पूर्णरूपमा प्रभावकारी नभएको, निरन्तर संवादभन्दा एकपटकको परामर्शमा सीमित जस्ता यथार्थतालाई मनन गर्नु आवश्यक छ ।

सरोकारवालासँगको सार्वजनिक सञ्चारलाई नीति, रणनीति र निर्देशिका निर्माणमार्फत नियमन आयोग स्वयंले र नियमन आयोगले अन्य सरकारी र निजी क्षेत्रलाई सरोकारवालासँगको सञ्चार नीति निर्माणलाई प्राथमिकता दिएर अघि बढ्नु आवश्यक छ । विशेष गरी आयोगले संस्थागत सञ्चार प्रणाली सुदृढीकरण, स्थानीय तहमा सहभागिता विस्तार, डिजिटल र खुला सूचना प्रणाली विकास, अनलाइन प्लेटफर्ममार्फत सुझाव संकलन, गुनासो व्यवस्थापन प्रणाली, ऊर्जा साक्षरता र क्षमता अभिवृद्धि, नीतिदेखि कार्यान्वयनमा सरोकारवाला निकायको सहभागिता जस्ता कार्यलाई अघि बढाउनुपर्छ । हरेक प्रकृयामा हुने सरोकारवाला निकायको सहभागिताले नियमन प्रकृया प्रभावकारी र सर्वस्वीकार्य हुन्छ ।

;fj{hlgs ;+:yfsf] c;nL zlQm cfh{g ug{ k|efjsf/L ;~rf/sf] e"ldsf

8f= /3' d}gfnL[१]

सामान्य जिज्ञासाबाट प्रसङ्ग अघि बढाउँ- कुनै पनि सार्वजनिक संस्थाको असली शक्ति कहाँ हुन्छ ? के त्यो संस्थाको कानुनी अधिकारमा हुन्छ या संस्थागत संरचनामा ? बजेटको आकारमा हुन्छ ? वा प्राविधिक क्षमता तथा विशेषज्ञतामा ? सार्वजनिक संस्थाका लागि यी सबै तत्त्वहरू निसन्देह महत्त्वपूर्ण छन् । बलियो कानुनी आधार भएन भने संस्था दिशाहीन हुन्छ, स्पष्ट संरचनाविना अव्यवस्थित, पर्याप्त स्रोत नभए संस्था निर्बल बन्छ भने दक्षताविना निष्प्रभावी । तर कुरा यतिमै टुङ्गिदैन, प्रश्न फेरि उठ्छ- के संस्थाका असली शक्ति यिनै हुन त ?

यस सम्बन्धमा वर्षौंको साझा अनुभवले फेला परेको उत्तर निकै फरक छ । सार्वजनिक संस्थाको वास्तविक शक्ति प्रायः त्यस्तो ठाउँमा लुकेको हुन्छ जुन न देख्न सकिन्छ, न त मापन गर्न सजिलो नै छ । कुनै संस्थाको दीर्घकालीन प्रभावकारिता आखिरमा एउटा अदृश्य तर अत्यन्त शक्तिशाली तत्त्वमा निर्भर गर्छ त्यो हो- जनविश्वास । सार्वजनिक संस्थाको सफल सञ्चालनका लागि जनविश्वासको प्रभाव अत्यन्त व्यापक र गहन हुन्छ । जब कुनै संस्थाप्रति जनविश्वास सुदृढ हुन्छ, तब संस्थाले गरेका निर्णयहरू सहज रूपमा स्वीकार्य हुन्छन् । संस्थाप्रतिको जनविश्वास कमजोर भयो भने कानुनी रूपमा उचित निर्णयहरू पनि विवाद र शंकाको घेरामा पर्छन्, प्रभावहीन बन्न पुग्छन् ।

विशेषगरी सार्वजनिक सरोकारका क्षेत्रमा काम गर्ने नियामक संस्थाहरूका लागि जनविश्वास नैतिक अपेक्षा वा विलासिता मात्र होइन, संस्थागत वैधता र प्रभावकारिताको सक्कली आधार हो । नेपालमा विद्युत् क्षेत्रलाई व्यवस्थित, पारदर्शी र उत्तरदायी बनाउने जिम्मेवारी बोकेको विद्युत नियमन आयोग र यस्तै प्रकृतिका अन्य अर्द्धन्यायिक निकायहरूका लागि जनविश्वास सबैभन्दा ठूलो अभौतिक सम्पत्ति हो । संस्थाप्रति जनताको भरोसा नै संस्थागत अस्तित्त्वको अपरिहार्य र निर्णायक तत्त्व हो । यही विश्वास र भरोसाले आयोगका निर्णयहरूलाई औपचारिक आदेश होइन, आम सहमतिमा रुपान्तरण गर्छ, सर्वस्वीकार्य बनाउँछ ।

लोकतान्त्रिक समाजमा सार्वजनिक संस्थाहरूको वैधता केवल कानुनी अधिकारबाट स्थापित हुँदैन । कानुनले संस्थालाई अधिकार दिन सक्छ तर त्यस अधिकारको सामाजिक आधार कति बलियो छ भन्ने कुरा जनविश्वासमा निर्भर रहन्छ । विद्युत नियमन आयोगले लिने निर्णयहरू प्रायः संवेदनशील हुन्छन् । विद्युत् दर निर्धारण, सेवा गुणस्तरको मापदण्ड, उत्पादन र वितरण प्रणालीको नियमन वा उपभोक्ता र उत्पादकबीचको असमझदारी समाधान जस्ता विषयहरूले बहुसरोकारवाला र बहुसरोकार चासोलाई सामेल गराउँछ । यस्तो अवस्थामा संस्थाको निष्पक्षता र विश्वसनीयता अत्यन्त महत्त्वपूर्ण हुन्छ । यदि नागरिक, उपभोक्ता, उद्योग र अन्य सरोकारवालाले नियामक संस्थालाई निष्पक्ष, पारदर्शी र जवाफदेही मान्छन् भने निर्णयहरू सहज रूपमा स्वीकार्य हुन्छन । तर आयोगप्रति जनविश्वास कमजोर छ भने सन्तुलित निर्णयहरू पनि विवादित बन्न पुग्छन्, सही निर्णय पनि निष्प्रभावी बन्न सक्छन् । त्यसैले जनविश्वास आयोगका लागि कुनै अतिरिक्त गुण होइन, यो संस्थागत वैधता र प्रभावकारी सञ्चालनको अद्भूत

१ पत्रकार तथा मिडिया अध्यापक मैनालीले पत्रकारिता तथा आम सञ्चार विषयमा विद्यावारिधि हासिल गर्नु भएको छ । - सम्पादक

सामाजिक आधार हो । जनविश्वासले नै संस्थागत वैधतालाई सिद्ध गर्छ र यसमा प्राण थप्छ ।

विद्युत नियमन आयोगका जिम्मेवारीहरू जटिल र बहुआयामिक छन् । यसले प्रशासनिक निर्णय लिएर मात्र पुग्दैन, यसले न्यायिक निरुपण, नीति निर्माण, नियमन, अनुगमन, सहजीकरण, विवाद समाधान र विभिन्न सरोकारवाला बीच सन्तुलन कायम गर्ने भूमिका पनि कुशलतापूर्वक निर्वाह गुर्न पर्छ । स्वभावतः बहु-सरोकारयुक्त कार्यक्षेत्र भएकाले एकातिर उत्पादक कम्पनी र लगानीकर्ताको आर्थिक हित संरक्षणको प्रश्न जोडिएको हुन्छ भने अर्कातिर उपभोक्ताको पहुँच, गुणस्तरीय र किफायती सेवा सुनिश्चित गर्नु पर्ने जिम्मेवारी रहन्छ । यसका साथै राज्यको ऊर्जा सुरक्षा, वातावरणीय दायित्व र दीर्घकालीन विकासका लक्ष्यहरू पनि यससँग जोडिन आइपुग्छन् । यस्तो बहुआयामिक सन्दर्भमा नियामक संस्थाले लिने निर्णयहरू कहिलेकाहीँ अति गम्भीर र विवादास्पद पनि हुन सक्छन् । त्यसैले यस्ता संस्थाले निष्पक्ष भएर मात्र पुग्दैन, समाजले पनि त्यो निष्पक्षता देख्न, बुझ्न र महशुस गर्न सक्ने वातावरण निर्माण हुनु अत्यावश्यक हुन्छ ।

यही आवश्यकताले संस्थाका लागि सञ्चारको महत्त्वलाई ज्वलन्त बनाउँछ । जनविश्वास आर्जन गर्नु कुनै स्वस्फूर्त घटना होइन, यो सजग सामाजिक र संस्थागत अभ्यासमा अन्तरनिहित हुन्छ । यस प्रक्रियामा प्रभावकारी सञ्चार निर्विकल्प गतिविधि हो । अर्थात् सञ्चार अन्ततः विश्वासको पारस्परिक र दिगो आधार हो । सञ्चारविना पारस्परिक सम्बन्धमा तनाव र घर्षण पैदा हुनजान्छ, अविश्वास र कलह सुरु हुनसक्छ ।

पारस्परिकताले एकतर्फी सूचना प्रवाहलाई इन्कार गर्छ । यसको अर्थ आयोग बोल्ने मात्र होइन, सुन्न पनि तयार हुनुपर्छ । सञ्चार गर्ने वा नगर्ने कार्यले आयोगको सोच, दृष्टिकोण र मूल्य प्रणालीलाई समेत दर्शाउँछ । जब नागरिक, उपभोक्ता, उद्योग अथवा भनौं सबै सरोकारवालाको आवाज सुन्ने संस्कार विकास हुन्छ, तब आयोगले समाजसंग बलियो नाता जोड्छ ।

सञ्चारलाई प्रायः सूचना प्रसारण गर्ने माध्यमका रूपमा मात्र बुझिन्छ, तर संस्थागत सन्दर्भमा सञ्चार विश्वास निर्माण गर्ने सघन प्रक्रिया हो । जब कुनै संस्थाले आफ्ना नीति, निर्णय र गतिविधिहरूलाई समयमै स्पष्ट र पारदर्शी रूपमा सार्वजनिक गर्छ, तब नागरिकले संस्थाको कामकाजलाई बुझ्ने अवसर पाउँछन् । जब संस्थाले सरोकारवालाहरूसंग संवाद गर्छ, तब संस्थागत निर्णयहरूमाथि अपनत्व र स्वामित्व ग्रहण गर्छन् । सूचना अस्पष्ट वा सीमित भए भने शंका, अन्यौल र अविश्वास बढ्ने सम्भावना प्रवल रहन्छ । यसको ठीक विपरीत सूचना व्यापक, खुला र स्पष्ट ढङ्गले उपलब्ध भएमा नागरिकले निर्णयको तर्क र सन्दर्भ बुझ्न सक्छन् । यसर्थ संस्थाको सफल सञ्चालनका लागि सजग र सक्रिय सञ्चार अनिवार्य रहन्छ ।

सञ्चारका सन्दर्भमा अकाट्य सत्य के हो भने हामी सञ्चार नगरी रहन सक्तैनौं, तर के हामी सधैं प्रभावकारी सञ्चार गर्न सक्षम छौं त ? प्रत्येक संस्थाले सञ्चारका समयमा घोत्लिनु पर्ने यक्ष प्रश्न यही हो । “मैले के भनें” भन्ने कुराले सञ्चारका समयमा खासै अर्थ राख्दैन, भनेको कुरा अरुले कसरी बुझे भन्ने पक्षमा सञ्चारको सम्पूर्ण अर्थ र सफलता निहित हुनपुग्छ । सञ्चारका कारण सरोकारवालाहरू सजिलै अन्यौलमा पर्न सक्छन्, सजिलै मर्माहत हुनसक्छन्, सजिलै अपमानित भएको ठान्नसक्छन्, तत्कालै उपेक्षित वा तिरस्कृत भएको महशुस गर्नसक्छन्, अनायासै उत्तेजित वा क्रोधित बन्नसक्छन्, निराश र हतास हुनसक्छन् ।

नियामक संस्थाका निर्णयहरू प्रायः प्राविधिक र जटिल हुने भएकाले प्रभावकारी सञ्चारको आवश्यकतालाई अझ टड्कारो बनाउँछ । प्रभावकारी सञ्चारकर्ता त्यो हो, जसले कथाका माध्यमबाट मन छुने गरी विषयवस्तु प्रस्तुत गरेर व्यक्तिका दिमागलाई परिवर्तन गराउन सक्छ । समयक्रममा आर्जन गरिएका ज्ञानमा आधारित व्यक्तिगत विश्वास तथा

आम रूपमा स्वीकार गरिएका वास्तविकताहरूलाई भावनात्मक माध्यमबाट बदल्ने वा परिमार्जन गर्ने शक्तिशाली सिकाइ प्रक्रियालाई प्रभावकारी सञ्चार मानिन्छ। तसर्थ, प्रभावकारी सञ्चार भनेको आफ्ना कुरा अरूलाई मनाउने कार्य मात्र कदापि होइन।

आयोगले प्रभावकारी सञ्चारका बखत सूचना मात्र प्रवाह गरेर पुग्दैन, सरोकारवालाहरू बीच स्नेह, आशा, पारदर्शिता, खुलापन, व्यावहारिकता र सत्यनिष्ठा समेत प्रवाह गर्न सक्नुपर्छ। स्नेहले सञ्चारका बखत समानुभूति, आदर र आत्मीयता कायम गर्छ, सञ्चार सुरक्षित र भरोसायोग्य बन्छ। आशा सञ्चारको प्रेरक शक्ति हो। यसले परस्पर सकारात्मक सोच र दृढ विश्वास जगाउँछ। पारदर्शिताले एक अर्कालाई नजिकबाट बुझ्न सहज बनाउँछ। खुलापनले द्विपक्षीय वा बहुपक्षीय सञ्चार वातावरण सिर्जना गर्छ। यस अवस्थाले आयोग र सरोकारवाला बीच भावनात्मक जागरूकता बढाउँछ, सञ्चार तत्परता र ग्रहणशीलता थप्छ, परस्पर विश्वास कायम गर्छ। व्यवहारिकताले सञ्चारलाई स्पष्ट, सरल, सान्दर्भिक, अर्थपूर्ण, स्वाभाविक र तर्कसङ्गत बनाउँछ। यसले सञ्चारका बखत प्राप्त नयाँ ज्ञान, सीप, विश्वास तथा प्रवृत्तिहरू दैनिक जीवनमा अभ्यास गर्न सकिने प्रशस्त आधार प्रदान गर्छ। इमान्दारी र सत्यनिष्ठाले परस्पर विश्वसनीयता र स्वीकार्यता सुनिश्चित गर्छ। यसरी प्रभावकारी सञ्चारको एकीकृत र व्यवस्थित प्रक्रियाले मात्र आयोगप्रति अटुट जनविश्वास कायम हुनसक्छ।

आजको डिजिटल युगमा सञ्चारका प्रयासहरू प्राविधिक रूपमा अत्यन्त सहज बन्दै गएका छन्। सामाजिक सञ्जाल, डिजिटल प्लेटफर्म र अनलाइन सञ्चार माध्यमहरूले सूचना प्रवाहलाई तीव्र र व्यापक बनाउन सहयोग पुऱ्याएका छन्। यस अवस्थाले आयोग जस्ता सार्वजनिक संस्थालाई नागरिकसँग प्रत्यक्ष संवाद गर्ने महत्त्वपूर्ण अवसर प्रदान गरेको छ। नियामक संस्थाले परम्परागत सञ्चारका साथै डिजिटल सञ्चारलाई प्रभावकारी रूपमा प्रयोग गर्न सकेको खण्डमा निर्णय र सूचनाहरू समयमै सार्वजनिक गर्न सकिन्छ, नागरिकका जिज्ञासा र गुनासाहरूलाई यथाशीघ्र सम्बोधन गर्न र ऊर्जा क्षेत्रसम्बन्धी जागरुकता अभिवृद्धि गर्न सकिन्छ। यसले आयोगलाई नागरिकका साथमा र सरोकारवालाहरूका माझमा पुऱ्याउँछ।

पारस्परिक विश्वास निर्माण गर्न सकेको खण्डमा आयोगबाट पाउने सूचना र निर्णयलाई सरोकारवाला र आम नागरिकले सकारात्मक दृष्टि राखेर ग्रहण गर्न थाल्छन्। यसले सञ्चारलाई अझ प्रभावकारी बनाउँछ। यसरी सञ्चार र विश्वास बीच सकारात्मक चक्र निर्माण हुन्छ, जसले आयोगको विश्वसनीयतालाई निरन्तर सुदृढ बनाइरहन्छ।

समग्रमा भन्नुपर्दा, विद्युत नियमन आयोग जस्ता सार्वजनिक संस्थाको दीर्घकालीन सफलता केवल कानुनी अधिकार, संस्थागत संरचना, दक्षता वा आर्थिक स्रोतमा मात्र निर्भर हुँदैन। यसको मूल आधार नागरिकसँग निर्माण हुने विश्वासपूर्ण सम्बन्ध हो। नियामक संस्थाका लागि जनविश्वास यस्तो अभौतिक सम्पत्ति हो, जसले संस्थालाई वैधता, प्रतिष्ठा र प्रभावकारिता प्रदान गर्छ।

तर यो सम्पत्ति स्वतः प्राप्त हुँदैन। यसलाई निर्माण गर्न योजनावद्ध र प्रभावकारी सञ्चार अपरिहार्य हुन्छ। जब सञ्चार स्नेही, पारदर्शी, पारस्परिक, संवादमुखी र उत्तरदायी हुन्छ, तब जनविश्वास सुदृढ बन्दै जान्छ। जब जनविश्वास सुदृढ हुन्छ, तब नियामक संस्थाले आफ्नो भूमिकालाई प्रभावकारी, विश्वसनीय र दीर्घकालीन रूपमा सफल बनाउन सक्छ। यस दृष्टिले नियामक संस्थाका लागि सञ्चार सूचना प्रवाह गर्ने विशुद्ध उपकरण होइन, जनविश्वास आर्जन र सुदृढ पार्ने रणनीतिक तथा केन्द्रीय क्रियाकलाप हो। सारमा के भन्न सकिन्छ भने कुनै संस्थाको सबैभन्दा ठूलो सम्पत्ति उसका कानुनी र भौतिक पूर्वाधार वा बजेट होइनन्, त्यो सम्पत्ति समाजसँग कायम भएको विश्वास हो र विश्वास निर्माण गर्ने सबैभन्दा शक्तिशाली कार्य निरन्तर र प्रभावकारी सञ्चार हो।

Deployment of Smart Meters for Enabling Efficient and Transparent Open Access in Transmission/Distribution Lines

✍ Ranju Pandey[1]

Introduction to Open Access in Power Sector

Open access refers to the possibility to any party for selling or buying electricity, with a cost-reflective fee (WB, 2013). This is subjected to transparence with defined system security constraints. This leads to connect to the system grid, making use of transmission and distribution systems, regardless of who owns and operates the power grid i.e. without discrimination, against payment of adequate fees for accessing and using this infrastructure (LOKSHA, 2013).

Furthermore, open access to the power grid is an essential element for introducing competition to electricity markets and increasing their efficiency. Open access facilitates expansion of competitive wholesale markets, participation of contestable retail consumers in the competitive market (WB, 2013).

Open Access directives, 2082 of Nepal

The Electricity Regulatory Commission (ERC) has issued the **Directive on Open Access in Electricity Transmission and Distribution System, 2082 (2026)** on January 15, 2026. This landmark regulation marks a great milestone in the energy sector of the country This directive allowing private producers and large consumers to trade electricity directly using the national grid of the country by paying the adequate fees (ERC, 2025).

The directive introduced is one step for the beginning of the liberalization of Nepal's power sector and initiation for the domestic energy market (ERC, 2025). This has been aligned with regional energy trading standards so generator and load can easily trade electricity in both domestic and regional market. Its core objectives include:

- **Non-Discriminatory Access to the grid:** Ensuring any eligible entity can use the grid by paying a regulated fee, regardless of whether they are state-owned or private (ERC, 2025).
- **Encouraging Investment:** Providing a clear "exit strategy" for hydropower

1 The authoress is assigned to the Nepal Electricity Authority in the capacity of Director. -- Editors

developers who previously had to wait years for a Power Purchase Agreement (PPA) with the NEA (ERC, 2025). It will further help expanding energy market and attraction in the investment on renewable energies (ERC, 2025)

- **Promoting Competition:** Permitting the large industrial consumers such as cement and steel plants to procure electricity from private generators based on cost efficiency or reliability considerations. (ERC, 2025).
- **Cross-Border Trade:** Establishing a legal framework for the private sector to export surplus electricity to neighboring countries (India/Bangladesh) (ERC, 2025).

With the introduction of open access, generator with a capacity 5 MW or above can connect to the grid at 33 kV and higher voltage levels, subjected to payment applicable for wheeling charge to the transmission utility. Bulk Consumers i.e industrial or commercial users with contract demand of 5 mw or more can buy power from the generator through primary voltage of 33 kV or higher furthermore the directive give the generator ability sell power more than 10 MW to cross border export the power to paying the wheeling charge (ERC, 2025). Open Access allows various consumers to procure power from various sources at different times of the day as mentioned (Power). Traditional meters, which only record total consumption once a month, cannot handle this complexity So the application and the installation of the Smart Meters is essential for the smooth secure and operation and for maintaining the grid discipline (Bimenyimana.S, 2018).

Smart Meters and its application

A **smart meter** is an advanced digital device that records electricity consumption in real-time and communicates data back to the utility company. Unlike traditional analog meters, which require manual reading, smart meters use a two-way communication network (often using RF signals or cellular data) to provide a constant flow of information between the consumer and the provider (Introduction to Smart Meters, 2026).

Smart meters provide high-resolution, time-stamped measurement of electricity consumption and injection. Unlike conventional meters, they support interval data recording, typically at 15-minute or shorter granularity.

Therefore, Smart meters is essential for open access because energy accounting must be precise across multiple participants such as generators, bulk consumers, traders, and distribution utilities. Without accurate temporal measurement, settlement disputes and imbalances become unavoidable. This cannot be done by traditional meters, which only record total consumption once a month.

Key Applications of Smart Meters

Smart meters are the backbone of a "Smart Grid." Their primary applications include:

- **Remote Meter Reading:** Eliminates the need for manual meter readers, reducing operational costs and human error.
- **Time-of-Use (ToU) Pricing:** Utilities can charge different rates based on the time of

day (e.g., cheaper at night, more expensive during peak hours) to encourage better demand management. Since, electricity prices and grid availability fluctuate every hour. Smart meters record consumption in 15-minute or hourly intervals, allowing the utility to know exactly when a consumer used power and which supplier's energy was on the grid at that moment.

- **Deviation Settlement:** In an OA market, if a factory buys 10 MW but only uses 8 MW, or overuses to 12 MW, they must pay a "Deviation Settlement Charge." Only a smart meter can provide the real-time data needed to calculate these penalties accurately.
- **Outage Management:** Smart meters can instantly notify the utility when power is lost, allowing faster maintenance without waiting for a customer to report the fault.
- **Prepaid Services:** Much like a mobile phone, customers can "top up" their electricity credit, which helps in budgeting and ensures the utility receives payment upfront.
- **Load Limiting:** Utilities can remotely limit the amount of power a household draws during a grid emergency instead of resorting to a total blackout (load shedding).
- **Bi-directional Metering:** For "Captive" plants or consumers who also generate power (like solar or hydro developers), smart meters track both export and import of energy simultaneously.

Hence, Open Access allows consumers to procure power from various sources at different times. To handle this complexity smart meters is essential (Grid, n.d.)

Overview of Smart Meters installation in Power Sector of Nepal

To modernize the existing metering infrastructure in system with the latest technology in Nepal Electricity Authority, Smart Metering and Smart Grid Project under Metering and Automation Department, has replaced Three Phase Electromechanical Whole Current Meters with Smart Whole Current Meters. These meters are equipped with e-sim, which is latest technology introduced by Nepal Telecom. All the meters installed are in communication with Head End System (HES) and energy & electrical instantaneous data, meter events and alarms received from the meter through Head End System is exported to Meter Data Management System (MDMS) for data analysis and reporting purpose. Energy distribution of Province, Voltage Level, Consumer Category and Time of Use form NEA, AMI System. (NEA, 2025)

All installed smart meters are connected to the Head End System (HES). Energy readings, instantaneous electrical data, meter events, and alarms collected from the meters are transmitted to the HES and subsequently exported to the Meter Data Management System (MDMS) for analysis and reporting. (NEA, 2025)

Smart Meters and its importance in open access of transmission networks

The deployment of smart meters is a foundational requirement for enabling efficient and transparent open access in transmission systems, particularly in a developing electricity market such as Nepal. Their importance can be understood from both technical and market-operation perspectives. (ADB, 2026)

The smart meters enable real-time or near real-time data communication. In an open access regime, where multiple users utilize the same transmission network, system operators require continuous visibility of load flows and injections. This improves operational security and allows the Nepal Electricity Authority, acting as the transmission system operator, to manage congestion, maintain grid stability, and enforce scheduling discipline (Rajaguru., 2023).

Smart metering is critical for energy accounting and settlement systems. Open access requires clear segregation of energy flows for billing purposes, including transmission charges, wheeling charges, losses, and imbalance penalties. Smart meters integrate with Meter Data Management Systems and facilitate automated settlement processes, reducing manual intervention and associated errors. This is particularly important if Nepal evolves toward a competitive electricity market structure. (ADB, 2026)

Moreover, smart meters support time-of-use and dynamic tariff mechanisms. In open access, pricing signals are necessary to reflect network conditions and encourage efficient consumption. Smart meters enable differentiated tariffs based on peak and off-peak periods, which can reduce system stress and defer infrastructure investment (Grid, n.d.).

Most importantly, they enhance transparency and trust among market participants. Open access introduces multiple stakeholders with potentially conflicting commercial interests. Smart meter data, when made accessible through secure platforms, provides an auditable and verifiable basis for transactions, reducing disputes and improving regulatory oversight. (ADB, 2026)

Ultimately, smart meters facilitate integration with advanced grid functionalities. For example, they support demand response programs, distributed generation monitoring, and future market mechanisms such as ancillary services. These capabilities align with Nepal's long-term objectives of integrating hydropower variability and potential cross-border electricity trade.

Basically, from a regulatory and compliance standpoint, smart meters enable enforcement of grid codes and open access regulations. Deviations from scheduled generation or consumption can be detected accurately, allowing the application of deviation settlement mechanisms.

No doubts Smart meters act as an enabling infrastructure for non-discriminatory network access, accurate loss allocation and congestion management, transparent commercial settlement and improvement of system reliability and operational control.

Conclusion

Smart meters are not merely an upgrade in metering technology; they are a prerequisite for transitioning Nepal's transmission network from a vertically integrated utility model to a more open, competitive, and transparent electricity market framework.

Nepal has ambition plan to generate 28500MW by 2035 for 13500 domestic use and 15000 MW for the regional trade. And efficient and reliable electricity supply is

a key factor of economic growth (editology, 2025). This is possible with increasing private sector participation in hydropower generation and the prospect of regional electricity trade with neighboring countries. The open access to grid and active wholesale market help mobilize private investment in generation (WB, 2013). However, the absence of robust metering infrastructure would become a structural bottleneck for the open access of the grid and the competitive power market.

Since, Open Access is like a multi-lane highway where different companies drive their "electricity trucks." The smart meter is the automated toll booth and GPS tracker—it's the only way to know who is driving where, how much they owe, and if they are breaking the speed limit. Without it, the highway remains closed to private traffic.

References

ADB. (2026). *Taking the First Step to a Smart Electricity Grid.* doi:https://development.asia/insight/taking-first-step-smart-electricity-grid

Bimenyimana.S. (2018). *Traditional Vs Smart Electricity Metering Systems: A Brief Overview.* Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/325669617_Traditional_Vs_Smart_Electricity_Metering_Systems_A_Brief_Overview

editology. (2025). doi:https://www.editology.co.za/importance-of-electricity-in-the-economy/

ERC. (2025). *OPEN ACCESS DIRECTIVE.* Retrieved from file:///C:/Users/NEA/Downloads/Notices-20260215151734459l.pdf

Grid. (n.d.). doi:https://www.workongrid.com/blog/how-smart-meters-are-shaping-the-energy-distribution-landscape

Introduction to Smart Meters. (2026). doi:https://www.tutorialspoint.com/smart-grid-technology/introduction-to-smart-meters.htm

LOKSHA, V. B. (2013). *Open Access to Power Grids.* Retrieved from https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/DocumentLibrary/Victor%20Loksha.pdf

NEA. (2025). Year Book 2025. Retrieved from https://www.nea.org.np/admin/assets/uploads/annual_publications/Annual_Report_40_Anniversery.pdf

Power, T. (n.d.). *Open Acess.* Retrieved from https://www.tatapower.com/glossary/o/open-access

Rajaguru. (2023). Exploring Smart Meters: What we Know and What we. Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/373778164_Exploring_Smart_Meters_What_We_Know_and_What_We_Need_to_Know

WB. (2013). *International Experience with open acess to power grids.* Retrieved from https://documents1.worldbank.org/curated/en/687851468147866316/pdf/789770REVISED000Power0Grids0KS16013.pdf

WB. (2013). *Open Access to Power Grids.* Retrieved from https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/DocumentLibrary/Victor%20Loksha.pdf

सुशासनयुक्त संस्था एक अभीष्ट

✍ **रमेश कुमार अर्याल**[१]

सुशासनका आधारभूत मानक, अवधारणा र विशेषताहरूमा सहभागिता, कानुनी राज्य, पारदर्शिता, उत्तरदायित्व, सर्वसम्मत अनुशिक्षण, समता, प्रभावकारिता, दक्षता, जवाफदेहिता र रणनैतिक दृष्टिकोणहरू पर्दछन । यिनै तत्वहरू कुनै पनि संघ संस्थाहरूमा प्रतिबिम्बित छन् वा छैनन् भन्ने कुराले त्यस संस्थामा सुशासन रहे नरहेको निर्धारण गर्दछ । संस्थागत विकासको लागि आर्थिक तथा सामाजिक श्रोतको व्यवस्थापनको लागि गरिने अभ्यास, व्यक्तिगत तथा संस्थागत, सार्वजनिक तथा निजी क्षेत्रको सामूहिक हितका लागि गर्ने गतिविधिको समग्र रुप, सबै तहमा गरिने आर्थिक राजनैतिक तथा प्रशासनिक अभ्यासको अख्तियारी नै सुशासन हो । सारांशमा सामूहिक हितका लागि निर्णयको निर्माण तथा कार्वान्वयन गर्ने प्रकृया नै सुशासन हो ।

सुशासनको कसीमा तौलने हो भने नेपालको स्थान धेरै कम हुन्छ । नेपालको सन्दर्भमा यो कुनै चामत्कारिक बिषय पनि होइन र चामत्कारीक रुपमा देखा पनि पर्दैन किनभने यस देशलाई आग्रह र पूर्वाग्रहले गाँजेको छ । त्यसैले आग्रह र पूर्वाग्रहभन्दा धेरै माथिल्लो स्तरको सोचको जरुरी छ । यसका लागि व्यक्ति विशेष होस, संघ संस्थामा कार्यरत कर्मचारी वा पदाधिकारी होस वा राज्यको तल्लो वा उपल्लो निकायको नै किन नहोस् सम्पूर्ण क्षेत्रको प्रतिनिधि पात्रहरूको attitude ठिक भयो भने मात्र यसले मूर्त या साकार रुप लिन सक्छ किनभने attitude सदैव पूर्ण अर्थात शतप्रतिशत हुन्छ । व्यक्ति भित्र निहित गौण अभीष्टले कुशासन वा सुशासन निम्त्याउँछ । यसको अर्थ जहाँ पनि कार्यरत वा संलग्न पदाधिकारी, कर्मचारी र जिम्मेवार सम्पूर्ण सरोकारवालाको सोच, बिचार र दृष्टिकोण सकारात्मक र शतप्रतिशत हुन्छ त्यहाँ मात्रै सुशासनको बास हुन्छ ।

उन्नत लोकतन्त्रको आधार वा कसी नै सुशासन हो । सुशासन भित्र बिशेष गरी ३ कुराहरू महत्त्वपूर्ण हुन्छन् । ती तीन प्रमुख कुराहरू शक्ति सन्तुलन, शक्तिको पृथक्कीकरण र Chain of command हुन् । यसको लागि सर्प, बिच्छी र भ्यागुतोलाई उदाहरणको रुपमा प्रस्तुत गर्न सकिन्छ । छुट्टाछुट्टै वा अलग अलग अस्तित्वमा रहँदा भ्यागुतालाई सर्पले मार्छ, सर्पलाई बिच्छीले मार्छ अनि बिच्छीलाई भ्यागुतोले । तर जव यिनीहरू एकै स्थानमा चक्रीय रुपमा रहँदा भने एक आपसमा एक आर्काको अस्तित्व स्वीकार्दै कसैले कसैलाई पनि आक्रमण गर्न सक्दैनन् यसरी हेर्दा यी तीन जीव बीच एक प्रकारको प्राकृतिक नियन्त्रण र सन्तुलन कायम छ । यदि कुनै एकको अनुपस्थितिमा अर्को अत्यधिक शक्तिशाली हुन गयो भने प्राकृतिक सन्तुलन वा वातावरण बिग्रिन्छ । ठीक त्यसै गरी संस्था वा निकायमा पनि यस्तै किसिमको प्राकृतिक न्यायको सिद्धान्तलाई अवलम्बन गर्दा सुशासन प्रष्फुटन हुन्छ र सहअस्तित्व र सहभावको सिर्जना हुने गर्दछ ।

---

१ मदनपोखरा, पाल्पा निबासी लेखक हिम कन्सल्ट लिमिटेड, रेलेखोला जलविद्युत् आयोजना, म्याग्दीका प्रमुख प्रशासकीय अधिकृत हुनुहुन्छ (मो ९८४७०४३४०५) ।- सम्पादक

सुशाासन कुनै पनि संघ संस्था निकायमा संलग्न सरोकारवालाहरूको काम गर्ने शैली, समय र समयनिष्ठता, राम्रो र व्यवस्थित कार्यलय व्यवस्था, दैनिक तथा आबधिक छलफबाट दैनिकी तथा आबधिक योजना निर्माण, राम्रो संचार सम्बन्ध, भद्र पदसोपान पद्धति, पदीय जिम्मेवारी अनुरुपको कार्यसम्पादन, कार्य जिम्मेवारीमा स्पष्टता सहितको विवरण, अनुभूति र प्रतिक्रिया, सहअस्तित्व सहित समन्वय र सहयोग, मैत्रीपूर्ण कार्य वातावरण र स्वस्थ सम्बन्ध, सचेतना र अनुशासन, सकारात्मक हस्तक्षेप, निर्णय प्रक्रियामा सहभागिता सहितको सटिक र छिटो निर्णय, एकरुपता, समता, समानता र नैतिकता, क्रय तथा भुक्तानी व्यवस्था, प्रतिवेदनीय प्रणालीले झल्काउँछ ।

सुशासन मापदण्ड लागु गर्न र पालना गराउन खोज्नु कम चुनौतिपुर्ण छैन अझ निजी क्षेत्रका कम्पनीहरूमा यस खालको व्यवस्थापन खोज्नु त झनै चुनौतीपुर्ण र जोखिमयुक्त छ । संस्था भित्र आवद्ध व्यक्ति र उनीहरूको सोच र दृष्टिकोणले मात्र यो सम्भब छ वा अझ भनौ उनीहरू भित्र निहित गुण दोषको मात्राले यसको निर्धारण गर्दछ । तर पनि सुशासनको जग स्थापित गर्नका निमित्त कम्पनीको संगठनात्मक संरचनाको गठनबाट प्रारम्भ गर्न सकिन्छ । यसको लागि नियमनकारी निकायको महत्पूर्ण भूमिका हुन्छ । नियमनकारी निकायको आवधिक र नियमित अनुगमन मूल्यांकन प्रणाली चुस्त र दुरुस्त नभइ हुँदैन । अनुगमन र मूल्यांकन प्रतिवेदन वा निर्देशनको कडाईका साथ पालना गराउन सक्ने अधिकार समेत उसले राख्न सक्नु पर्दछ । व्यक्ति केन्द्रित वा आत्मकेन्द्रित सोच नितान्त रुपमा एक व्यक्ति विशेषको इच्छा र स्वार्थमा आधारित हुने भएको हुँदा सुशासनको मर्मलाई मारिदिन्छ भने सामुहिक प्रयास अनि सामुहिकतामा आधारित सोच र सामूहिक सहकार्य तथा निर्णयले सुशासनलाई स्थापित गर्न मद्दत गर्दछ ।

यहाँनेर बुझ्नुपर्ने गाँठी कुरा के छ भने नेपालमा नियमनकारी निकाय वा बाध्यकारी प्रावधान र नीतिगत व्यवस्थाहरू नभएका पनि होइनन् तर यिनीहरूको क्षेत्राधिकार, अख्तियार र तदनुरुपको कार्यान्वयन पक्ष महत्त्वपूर्ण यक्ष प्रश्न संबेदनशील रुपमा रहेको छ । यस्तो संबेदनशील प्रश्नको समाधान खातिर यी सबै नियम प्रावधान तथा त्यस भित्रका अन्तरबस्तु भित्र प्रवेश (घुसपैठ) गरी खलल पुर्याउने बिचौलिया तत्व र गुटगत झुण्डको सफाया जरुरी छ । जहाँसम्म सदाचार सहितको राम्रो संचार सीप स्थापित हुँदैन तबसम्म सुशासनको कल्पना गर्न सकिदैन । सामाजिक न्यायको सिद्धान्तको परिपूरकको रुपमा सुशासनलाई लिन सकिन्छ । शासन, प्रशासन कल्याणकारी सामाजिक न्यायको सिद्धान्तमा आधारित भएमा मात्र त्यसलाई सुशासित भन्न सकिन्छ । र यसको लागि नियम, कानुन तथा प्रावधानहरूको स्वचालित प्रणाली विकास गरी लागु गर्नु जरुरी छ ।

लोकतान्त्रिक प्रणालीको प्रमुख विशेषतानै सुशासन हो । सुशासनका लागि बिभिन्न सम्बन्धित नियामक निकायहरू निर्देशित निर्देशिकाहरूको पालना, कम्पनी ऐन अन्तर्गत स्थापित संस्थाहरूमा कम्पनी ऐन अनुसारको प्रबन्धपत्र र नियमावली निर्देशित, कर्मचारीहरूको हकमा श्रम ऐन निर्देशित, कम्पनीको आफ्नै vision आचार संहिता निर्माण, मापदण्डहरू तय, सामाजिक सुरक्षा दायित्वको अनुसरण तथा पालना, कर्मचारीहरूको योग्यता र अनुभव अनुसारको तह तथा पारिश्रमिक निर्धारण र विभेदरहित एकरुपता कायम, पुरस्कार, दण्ड र सजायको व्यवस्था, निष्पक्ष अनुगमन र मूल्यांकन प्रणाली विकास, समानुपातिक तथा समय सापेक्ष पद तथा पारिश्रमिक बृद्धि, आकर्षण बृद्धि, हाजिरी प्रणाली र निरीक्षण, सार्वजनिक खरिद ऐनको परिपालन जस्ता साधारण कुराहरूको अनुसरण मात्रले पनि यसमा सकारात्मक संचार गर्न सकिन्छ ।

अनुमति प्राप्त संस्थाको संचालक समिति, परिचालकीय निकायको बनावट, संलग्न कर्मचारी तथा सदस्यहरू संगै काम गर्ने विविध समिति तथा समुहहरूको भाषिक, जातीय तथा लैङ्गिक आवद्धताले विविधता भित्र के कति समता झल्किने प्रतिवद्धताहरू छन् वा इजाजत प्राप्त संस्था भएर पनि त्यसको संचालनको लागि छुट्टै स्वतन्त्र

विनियमावली तयार गरी संस्थागत अधिकार प्रत्यायोजन गरेको छ वा छैन भनी हेर्नुपर्ने महत्त्वपूर्ण पक्ष हो ।

संस्थागत कमी कमजोरीहरूलाई सुधार गर्न तपसिलमा उल्लेखित मानक तत्वहरूको स्वतन्त्र प्रयोग मात्रले पनि सुशासन कायम हुन सक्दछ ।

सहभागिताः निर्णय प्रकृयामा सबैको बराबरी सामूहिक र समावेशी प्रतिनिधित्व छ छैन । यस अन्तर्गत बोर्डको बनावट, कर्मचारी र साधारण सदस्यता, संस्थामा काम गर्ने विविध समूह आदि र यसैगरी लैङ्गिक तथा अन्य पक्षहरूको सहभागिता । इजाजत प्राप्त संस्था भएर जसको संचालनको लागि छुट्टै स्वतन्त्र विनियमावली तयार गरी बहुपक्षीय सहभागितामा समुदायमा अधिकार प्रत्यायोजन गरेको छ छैन । यसमा बिशेष गरी संस्था संचालकहरूको आवधिक निर्वाचन र प्रत्येक पटक दोहोरिने संस्कारको अन्त्य र लाभरहित सेवा र सहभागिता सुनिश्चित भएको हुनु पनि प्रमुख सूचक हो । संस्थाभित्रको आन्तरिक विकेन्द्रीकरण (decentralization) र निक्षेपण (devolution) को मात्रा मापनले सुशासनको अवस्थालाई बताउँछ ।

विधिको शासनः संस्था संचालनको प्रमुख तथा अति आबश्यक सूचक विधिको शासन प्रणाली हो । यसमा व्यक्तिगत नियन्त्रण भन्दा पनि संस्था संचालनको लागि तय गरिएको विनियमावली, विधि पद्धति तथा आचार संहिताको शतप्रतिशत कार्यान्वयन सहित अभिपालन गर्नु पर्ने हुन्छ । कानुन, विनियम तथा मानव अधिकार सम्बन्धी प्रचलित कानुनी संरचना तथा स्वरुपको निष्पक्ष रुपले प्रयोग अर्को पक्ष हो । प्रयाप्त नियम तथा उपनियमहरूको व्यवस्था, अस्तित्वमा भएका कानूनको निष्पक्ष, प्रभावकारी तथा स्वच्छ पालना, वर्तमान कानुनी दायराभित्र रहेर गुनासो सुनुवाई सम्बन्धी सकारात्मक प्रतिवद्धता, भष्टाचार हटाउनका लागि प्रतिवद्धता, विभेद तथा हिंसा विरुद्ध गतिविधिका लागि स्पष्ट मार्गचित्र कोरिएको ऐन नियम कानुनको तर्जुमा गर्नु जस्ता कुरा यसमा पर्दछन् ।

पारदर्शिताः सूचनाको स्वतन्त्र रुपमा प्रवाह जसमा बजेट, योजना निर्माण, आम्दानी तथा खर्चको सार्वजनिकीकरण, कर्मचारी छनोट तथा पदोन्नतिमा पारदर्शिता, सूचना तथा प्रकृयाको पहुँच, पारिश्रमिक निर्धारणमा निष्पक्षता, गतिशीलता सहित सूचनाको हकको समुचित प्रयोग र उपयोग सैद्धान्तिक मान्यता हो । संस्थाभित्र आन्तरिक तथा बाह्य सबै साधन र स्रोतको प्रभावकारी उपयोग संस्थागत निहित स्वार्थको लागि गरिन्छ कि गर्रिदैन । कार्य समितिले वित्तीय व्यवस्थापन गर्न आन्तरिक र वाह्य लेखापरीक्षकको नियुक्ति गर्छ । सोही आन्तरिक र वाह्य लेखापरीक्षकले दिएको लेखापरीक्षण प्रतिबेदनलाई वर्षेनी प्रकाशित गर्ने परिपाटीको विकास गरिन्छ । दोहोरो लेखा प्रणालीलाइ व्यवस्थित गरिएको हुन्छ । निश्चित रकम सम्म संस्थाको जिम्मेवार पदाधिकारीसंग मौज्दात रहन्छ र अन्य सबै रकम संचालक समितिले तोकेको व्यक्तिहरूको नामबाट बैंक खाता संचालन गरिन्छ । अन्य सबै आर्थिक काम वित्तीय नियमावली अनुसार गर्नु अनिवार्य छ ।

व्यवस्थापनको सिफारिस र निर्णयहरूलाइ सम्बन्धित सबै मातहतका कर्मचारी संगठनहरू मार्फत लागु गरिन्छ । सामूहिक नेतृत्व र व्यक्तिगत जिम्मेवारी सफलता र कार्यान्वयनका उदाहरण हुन सक्छन् । वार्षिक कार्यक्रम मातहतका प्रतिनिधि मार्फत जानकारी गराइन्छ र हरेक वर्ष वार्षिक रुपमा नियमित प्रकाशन मार्फत जानकारी गराइन्छ जस्तो मुखपत्र, अर्द्धवार्षिक वा आवधिक प्रकाशन मार्फत र संस्थागत दीगो विकासका लागि समीक्षा गर्न सम्बन्धित सरोकारवालाहरू बिच जानकारी गराउने र आवश्यक सुझाव सल्लाह संकलन गर्ने साथै लक्षित वर्गहरूमा कम्तिमा आम भेला गरी सार्वजनिक लेखापरीक्षण समेत गर्ने । त्यसैगरी वार्षिक प्रगति र आर्थिक प्रतिवेदन तयार गरिएको हुन्छ र सरोकारवालाहरू अर्थात स्थानीय लक्षित समुदाय, रकम उपलब्ध गराउने एजेन्सीहरू, सामाजिक कल्याण कोष र स्थानीय निकायहरू, कर्मचारी र सदस्यहरू र साझेदार संस्थाहरूलाई

सम्प्रेषित गरिएको हुन्छ । अनि संस्थाको दैनिक संचालन तथा व्यवस्थापनको लागि मानब संशाधन व्यवस्थापनमा समेत पारदर्शिता सुनिश्चित गरिएको हुनु पर्दछ । सूचनाको हक र सूचनामा पहुँचमा समेत स्पष्ट दृष्टिकोण बनाउनु पर्दछ ।

जवाफदेहिता तथा उत्तरदायित्वः सामान्यतः साझेदार निकायहरू, सरकार, नागरिक समाज र निजी क्षेत्रको एक आपसमा हुने जवाफदेहिताको बोध । विकेन्द्रीकरणको मात्रा तथा अख्तियारको प्रत्यायोजन, प्रत्यायोजन गरिएको अधिकारको व्यवस्थापन, अनुगमन तथा कार्यान्वयन गर्ने मानव संसाधनको क्षमता, कुनै तेस्रो पक्षको हेलचेक्राइँका कारण निजी तथा सार्वजनिक सम्पतिको क्षति भएपछि क्षतिपूर्ति दिने र दिलाउने कानुनी वा बीमा सम्बन्धी प्रावधान । जिम्मेवारी बोध सहितको कर्तब्यबोध । स्वार्थ बाझिने बिषयमा असंलग्नता वा तटस्थताको नीति अवलम्बन । माथिल्लो निकायप्रति उत्तरदायित्व, तल्लो निकायप्रति जवाफदेहीता र अन्त्यमा सेवा प्रदान गर्ने कर्मचारीहरूको आफैप्रति पनि उत्तरदायित्व हुन्छ । आफ्नो नैतिक कर्तव्यप्रति, पेशागत आकांक्षाप्रति, सचेतनाप्रति आदि । मैले आफ्नै लागि लक्ष्यहरू निर्धारण गर्नु पर्छ र तिनको प्राप्तिका लागि काम गर्नु पर्छ भन्ने धारणा विकास भएको छ छैन हेर्नुपर्छ ।

सहमतिः संस्थाको सर्वोपरी हितका लागि सबै पक्षको सहमति अत्यावश्यक पक्ष हो । रणनीतिक निर्णयहरूमा सर्वपक्षीय सहमतिको प्रकृया, सरोकारवालाहरूको सहमतिको लागि बिभिन्न संयन्त्रहरू तथा माध्यमहरूको प्रयोग, सरोकार समाजहरूको संस्थागत विकास बिभिन्न निकाय तथा सम्बन्धित कर्मचारीहरू विच समयसमयमा महत्त्वपूर्ण मुद्दाहरूमा परामर्श तथा छलफल हुनु पर्दछ । पूर्णतः वार्षिक साधारण सभाप्रति उत्तरदायी संस्थाहरूको नाताले सम्बन्धित सरोकारवालाहरूको सामाजिक लेखाजोखा सहितको सहमतिमा कार्यक्रमको ढाँचा, सूचक र स्पष्ट उद्देश्य सहित लक्ष्य निर्धारण भएको हुन पर्छ । एउटै ध्येय, मूल्य, लक्षित समूह र कार्यक्रम भएका संस्थाहरूका बीच एक–आपसमा सहकार्य र साझेदारी कार्यक्रम प्रवर्द्धन भएमा राम्रो प्रतिफल हासिल हुन्छ ।

समताः संस्थागत प्रतिनिधिहरूको आकांक्षा सुधार गर्न, क्षमता तथा दक्षता अभिबृद्धि गर्न पाउने समान अवसर तथा प्रतिनिधित्व रहेको हुनुपर्ने हुन्छ । हरेक क्षेत्रमा समान अवसर सिर्जना गर्न असमानता निर्मूलन गर्नको लागि नीति र कार्यक्रमहरूको आवश्यकता पर्छ । रोजगारी सहित अन्य बिषयमा पनि समान अवसरको सुनिश्चितताले सबैको समान अधिकार र अवसर सुनिश्चित गर्दा समाज अझ समृद्ध, स्थिर र न्यायपूर्ण बन्न सक्छ । नेपाल जस्तो विविधतायुक्त समाजमा समानताको प्रवर्द्धन एक महत्त्वपूर्ण कार्य हो । संस्थागत सुशासनको लागि समानता समाजको प्रगतिको मूलधार हो जसबाट चेतना र आर्थिक स्थिति उकास्न सकिन्छ ।

प्रभावकारिता र दक्षताः संस्थागत श्रोत र साधनको प्रयोग गरी बिभिन्न निकायका गतिविधिहरूमा प्रभावकारिता ल्याउने । प्रशासनिक प्रकृयामा आधुनिक व्यवस्थाको प्रविधि तथा सिप प्रयोग गर्ने, प्रभावकारी रुपले संस्थाको अम्दानी, खर्च, कर, राजश्व तथा सेवा शुल्क बारे प्रभाबकारी कार्यान्वयन तथा सन्तुलन कायम गर्ने, आधारभूत क्षेत्रहरूमा सबैको पहुँचमा अभिवृद्धि गराउने । संस्थागत विकासको लागि समय सापेक्ष दक्षता अभिवृद्धि प्रशिक्षण कार्यक्रमहरूको अधिकतम संचालन लगायत पुनर्ताजगी अभिमुखीकरण जस्ता अभियान पनि आवश्यक हुन्छ ।

रणनैतिक दृष्टिकोणः असल शासन तथा मानव विकास सूचकांकमा संस्था तथा नेतृत्वको दिर्घकालीन दृष्टि सहित समावेशी र योग्य व्यवस्थापन आवश्यक हुन्छ । विकासका लागि समग्र रणनैतिक दृष्टि, अम्दानी वृद्धि र खर्च न्यूनीकरण तथा प्राथमिकता क्षेत्र निर्धारण, आवश्यक तथा दिर्घकालीन क्षेत्रगत विकासमा रणनैतिक प्राप्ति, कुनै अन्य प्रकृयाका रणनैतिक दृष्टिकोण राख्नु महत्त्वपूर्ण हुने गर्दछ । यसैगरी समभाव र समदृष्टि पनि आवश्यक हुन्छ ।

अब थोरै चर्चा जलविद्युत् आयोजना र यसका प्रवर्द्धक संस्थाहरूको बारेमा गरौं । जलविद्युत् उत्पादक सबै कम्पनीहरू कम्पनी ऐन अन्तर्गत नै स्थापित हुने प्रचलित व्यवस्था रहेको छ । आयोजनाहरूको कुरा गर्दा यसको अनुमति प्राप्तिदेखि नियमन र अन्य बिभिन्न कानुनी र प्राविधिक प्रावधानहरूमा सरल र सहज सहजीकरण मार्फत सुधार हुन सकेन भने जलविद्युत् आयोजना प्रवर्द्धक कम्पनीहरूमा सुशासन स्थापित हुनु चुनौतीपुर्ण देखिन्छ किनभने जलविद्युत् प्रवर्द्धक कम्पनीहरू धैरै मन्त्रालय, विभाग, निकायहरू धाउँदैमा दिक्दारी र हैरानी खेप्नु पर्ने अवस्थामा छन् । जहाँसम्म आठ मन्त्रालय र उनन्तीस विभाग अनि सयौ प्रशासनिक निकायहरूको सट्टा छिटो छरितो र प्रभावकारी अभिभावकीय, स्वायत्त र स्वतन्त्र नियमनकारी निकायहरूको समुचित परिचालन मार्फत एकद्वारीय प्रणाली कायम हुन सकेमा झन्झटिलो प्रक्रियाबाट राहत प्राप्त हुन जाँदा यी कम्पनीहरू आफैले आफैंलाई सुशासनयुक्त बाटोमा अघि बढन अभिप्रेरित हुन सक्दछन् ।

यसैगरी नै जलविद्युत् प्रवर्द्धक कम्पनीहरूमा संस्थागत सुशासनको विधिवत् स्थापनाको लागि विद्युत् नियमन आयोगले पनि महत्त्वपूर्ण भूमिका खेल्न सक्दछ । आयोगले विद्युत् उत्पादन, विद्युत् खरिद बिक्री, महसुल निर्धारण तथा वित्तीय प्रक्रियाहरूको सन्दर्भमा नियम तथा निर्देशिका जारी गर्न सक्छ । जलविद्युत् क्षेत्रमा लागु भएका नीति, नियम, कानुन र प्राविधिक मापदण्ड पालना गराउन सक्दछ । विद्युत् महसुल दर निर्धारण गर्दा लगानीकर्ता, प्रवर्द्धक कम्पनी र उपभोक्ताहरूको हितलाई सन्तुलन कायम गर्न सक्दछ जसले आर्थिक दिगोपन र न्यायसंगत प्रणाली निर्माण गर्न मद्दत गर्दछ । प्रवर्द्धक कम्पनी र नेपाल विद्युत् प्राधिकरण बीच हुने विद्युत् खरिद बिक्री प्रक्रियालाई व्यवस्थित र पारदर्शी बनाउन भूमिका खेल्न सक्छ । विद्युत् विकास बिभाग (अनुमति पत्र प्रदान) र नेपाल विद्युत् प्राधिकरण (विद्युत् खरिद बिक्री रोक्का) ले गर्न सक्ने समानान्तर गतिविधिहरूमा सकारात्मक हस्तक्षेप गर्न सक्दछ । विद्युत् सेवा प्रदायक र आयोजना प्रवर्द्धकहरूको कार्यसम्पादनको अनुगमन, मूल्यांकन र आवश्यक परे निर्देशन र कारवाही समेत गर्न सक्दछ । बेलाबखत प्रकट हुने कानुनी जटिलताहरूको सार्वजनिक सुनुवाई मार्फत निकास दिन सक्छ । विद्युत् प्रणाली सम्बन्धी समस्या सम्बोधन गर्दै गुणस्तरीयता र बिश्वसनियता कायम गर्न सक्दछ । अन्य सम्बन्धित विद्युतीय गतिविधिहरूमा आइपर्ने सम्भावित द्वन्द्व न्युनीकरण र निवारण गर्न सक्दछ । प्रतिस्पर्धात्मक वातावरणको सिर्जना र प्रोत्साहन गर्न सक्दछ । यसरी प्रभाबकारी नियमन र उपभोक्ता हित संरक्षण मार्फत महत्त्वपूर्ण भुमिका निर्वाह गरी सुशासन प्रत्याभूत गराउन जिम्मेवार स्वतन्त्र अभिभावकीय भूमिका खेल्न सक्दछ । सार्वजनिक, निजी, सहकारी, सामुदायिक, गैरसरकारी सवै क्षेत्रमा हुने अनियमितता एबं भ्रष्टाचार नियन्त्रणसंग सम्बन्धित नियामक निकायको सवलीकरण गर्नु आबश्यक भएको छ । आयोगको छानबिन र अनुसन्धानात्मक गतिविधिलाई स्वचालित प्रणाली मार्फत सुधार गर्न सकेमा विद्युत् उत्पादक कम्पनीहरूलाई सुशासनको पाइलातर्फ अग्रसर हुन अभिप्रेरित गर्न सक्दछ ।

अन्तमा, उल्लेखित सूचक तथा मानकहरूको समुचित तथा प्रभावकारी व्यवस्थापन सहित कार्यान्वयन र प्रयोग भएको देखिएमा मात्र संस्थागत सुशासन रहेछ भनेर भन्न सकिन्छ । कुनै पनि सफल संस्थाको परिसूचक त्यहाँ भित्रको सुशासन हो । हरेक सार्वजनिक तथा निजी संस्थाले सुशाासनका सिद्धान्तहरूलाई आत्मसात गरी परिपालना गर्नु जरुरी छ । तब मात्र स्वतन्त्र रुपमा संस्थागत सुशासन कायम छ भनेर मान्न सकिने अबस्था हुन्छ जसले सुशासनको अभीष्ट पुरा गर्छ ।

Open Access (Directives), 2082: Transforming Nepal's Electricity Market

✍ Rajib Dahal[1] & Sanjeev Pokharel[2]

Introduction

Nepal's electricity sector has long been characterized by a vertically integrated, state-dominated structure, with the Nepal Electricity Authority (NEA) exercising near-complete control over generation, transmission, distribution, and power trade. While this model played a foundational role in expanding electrification and hydropower development in Nepal in its early years, it has increasingly become incompatible with the evolving dynamics of Nepal's energy landscape—particularly the rapid growth in private sector generation post enactment of Electricity Act, 2049 (1992) and the emergence of cross-border electricity trade opportunities in Nepal's neighboring countries – in India and in Bangladesh.

After the restoration of Democracy in Nepal in 1990, the first wave of liberalization in electricity sector was the enactment of the Electricity Act, 2049 (1992) and related Regulations which opened the door for independent power producers (IPPs) in electricity generation market. The good results of such enactment were seen in the entry of foreign investment in electricity generation market, and Nepalese private companies also slowly joined in this process. Today, IPP can boast of the largest contribution in generation segment, but the transmission and distribution has still been the monopoly business of state-owned Nepal Electricity Authority (NEA).

In a direction of more liberalization and to create a fair and reliable electricity sector, Nepal established the Electricity Regulatory Commission (ERC) under the Electricity Regulatory Commission Act, 2074 (2017). Among other things, ERC has recently introduced the ***"Directives on the Open Access in Electricity Transmission and Distribution System, 2082"*** (herein after referred as "Open Access Directive"). Open Access Directives is a landmark regulatory instrument that will fundamentally reconfigure the legal and commercial framework of Nepal's electricity sector. The

---

1 Advocate Rajib Dahal specializes in Energy Law and Regulation in addition to the Commercial and Corporate Laws and has 17+ years of experiences in legal sector. He can be contacted at: rajibdahal1@gmail.com . He is contributing to the Electricity Regulatory Commission in the capacity of Legal Expert from the MCA. - Editors

2 Er. Sanjeev Pokharel serves as Vice President of Water and Energy Consultant Association Nepal (WECAN) and CEO of Smart Consult Pvt Ltd. He is an energy specialist with more than 17 years of experience across South Asia, South East Asian market. He can be reached at: sanjeev@smartconsult.com.np ---Editors

main objective of this Directive is to operationalize the principle of non-discriminatory access to transmission and distribution networks, enabling multiple buyers and sellers to transact electricity across the grid. The role of ERC in this case will be to create a fair and equitable level playing field for all the participants of the sector and to act as an umpire in the case of disputes among the players.

The coverage of Open Access Directive

More than merely being a technical regulation, the Open Access Directive represents a paradigm shift from a centralized single-buyer model[3] to a liberalized, market-oriented electricity framework. It aims to enhance competition, improve efficiency, attract investment, and integrate Nepal into regional electricity markets.

With the gradual policy shift in creation of competitive electricity sector by government, the Open Access Directive finds it support in many different previous policies and guidelines. With the continuous push for unbundling of electricity sector and primarily with the goal of NEA's unbundling proposed in different documents and bills, the Open Access Directive has come to promote competition, and ultimately, enable private sector participation in Nepal's electricity sector.

The genesis of this Directive is Section 14 of the ERC Act which emphatically mandates that ERC to ensure open access to transmission and distribution systems. In Section 14(j) refers to the open access modalities in electricity system which is to be understood as open access in transmission and distribution in the context that electricity generation has been already liberalized after the introduction of Electricity Act of 2049 (1992). The ERC has also diligently fulfilled its obligations by issuing the Open Access Directive which has tried to establish a rule-based order by making provisions, *inter alia*, on governing eligibility, access rights, charges, and institutional arrangements. Most importantly, the Directive has made an attempt to liberalize the electricity transmission and distribution system in Nepal in an orderly and structured manner. This assumes a lot of significance considering the government's plan to unbundle Nepal Electricity Authority (NEA) in the near future. The Electricity Bill of 2080 had even placed a timeline of 5 years for the unbundling of NEA[4]. Therefore, the Open Access Directive has been brought in force at the right time to establish a

3 In Economic terms, a single buyer model is called "Monopsony" which will have enormous ability to control the price. However, evidence shows that this "single-buyer" model has major disadvantages such as increased incidences of corruption, weak payment discipline, and imposition of large contingent liabilities on the government. (Source: Public Policy for the Private Sector, Public Disclosure Note No. 225, December, 2000, Published by World Bank and available at: www.worldbank.org/html/fpd/notes/, Accessed on 04/15/2026)

4 Section 18 (4) of the proposed Electricity Bill, 2080, Section 18(4) reads as: If at the time of the enactment of this Act, any single organization is engaged in the production, transmission and distribution of electricity, then, within five years from the enactment of this Act, such organization shall be required to form separate organizations for the production, transmission and distribution activities.

Authors' Note: In the absence of any replacement bill yet unveiled by the government, certain references have been drawn from the proposed Electricity Bill, 2080.

liberalized regime in the domain of electricity transmission, distribution and trading.

Core Objective and Philosophy

The primary objective of the Open Access Directive is to promote competition in electricity markets, and to ensure the non-discriminatory access to the grid. Additionally, it aims to facilitate efficient utilization of transmission infrastructure, enable direct transactions between generators and consumers, and ultimately desires to enhance transparency and regulatory certainty. At its core, the Directive adopts the "common carrier" principle, under which the transmission and distribution networks are treated as shared infrastructure accessible to all eligible participants on equal terms. A common carrier is one engaged in common callings that have a duty to serve as originally established in early English courts. This required private enterprises to provide essential public services to the public, to do so without discrimination, and to charge a reasonable rate[5].

To understand, appreciate and decipher its objective and philosophy, we need to look at certain provisions of the Open Access Directive which will assist in our further analysis and discussion.

The preamble of the Directive itself is very clear in its goal: to provide non-discriminatory access to the transmission and distribution networks, and to create an environment for competitive development of generation, transmission, distribution and trading of electricity. Section 3 and 4 provides right to non-discriminatory usage of open access facility, and the eligibility of the participants in the open access facilities. Under Section 4, the eligibility criteria have been set to have meaningful open access request by generators and by different license holders. The directives prescribe differentiated eligible criteria across applicant categories. For instance, captive power producers (operating at minimum transmission voltage of 11kV) must meet a minimum capacity threshold of 1 MW, whereas generation companies are required to have at least 5MW of installed capacity.

Further, Section 5 of the Directive establishes minimum energy threshold for availing open access: 1 MW for domestic consumption and 10MW for cross-border transmission. A combined reading of Section 3,4 and 5 indicates that the framework is designed to accommodate only technically and commercially viable open access request, thereby safeguarding system reliability and ensuring access for genuine users. Additionally, Sections 14-16 classify open access into short-term (up to 1 year), medium-term (1-5 years) and long-term (beyond 5 years), providing a structured approach to transmission access planning and allocation.

In a long run, the Open Access Directive shall act as a momentum creator for a

5 Repricing the grid: Should it be regulated as a common carrier? By Mark Kolesar in Energy Regulation Quarterly of July 2025, Volume 13, Issue 2, 2025, Accessed from: https://energyregulationquarterly.ca/articles/repricing-the-grid-should-it-be-regulated-as-a-common-carrier#sthash.HVqkUCYm.dpbs , Accessed from: 04/15/2026

competitive market in Nepal and the leadership of NEA, as a single buyer, in purchasing electricity from independent power producers (IPPs) through long-term Power Purchase Agreements (PPAs) and supplying it to end consumers would gradually come to an end. As seen in the generation business, the introduction of open access in transmission, distribution and trading is expected to bring positive outcomes to the consumers and in the sector as a whole.

Compensation for the prior investments

It is also equally important to ensure that the investments already made in the transmission and distribution systems are recouped over a fair amount of time and do not count as 'sunk costs. In the same vein, new directives shall not bring additional costs to burden the ultimate consumers. Therefore, while the Directive dismantles the 'one-buyer-monopoly' model, it also imposes fair costs for the finders of markets on their own. However, this is in fact, a compensation to be paid to the investor (in this case to NEA) which has made massive investments so far on the transmission and distribution systems. Therefore, the open Access Directive makes provisions for certain charges and fees to be paid by Open Access users to the owner of transmission and distribution systems. Some of such charges are: transmission charges (under section 33), and distribution charges or wheeling charges (u/s. 34). There are also mechanism to impose punitive charges when the open access users cannot fulfill its commitments and when, by its actions, the full capacity of the system are either unutilized or exceeded. The deviation settlement charges (u/s. 36) is one of such punitive charges under the Direction. There are also mechanisms to call for payments of cross-subsidy surcharge under Sec. 37 with a conspicuously present provision that this surcharge is not applicable in case of captive power plants (CPPs). Thus, CPPs have an additional advantage of using open access facility in addition to price reduction in sale of electricity which they are expected to get benefitted due to open and free competitive bargain model between the generator and the users of the electricity.

Institutional Framework

The Open Access Directive has been drafted with the best of the intentions; however, it has also brought to the fore the challenges in its implementation. It's not easy to change the system without involvement of different regulating participants in addition to its users. Therefore, it has made provisions for the active involvement of Nodal agency to manage the end-to-end affairs of the Open Access system and for the regulatory oversight, the Electricity Regulatory Commission plays the required role.

Under Section 10 of the Directive, Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation (MoEWRI) shall appoint a GoN agency to act as a Nodal Agency for the purpose of open access. Till the time such entity is named by MoEWRI, the Power System

Operation Department (PSOD) within the Nepal Electricity Authority (NEA) will act as a Nodal Agency to discharge its functions u/s. 11 of the Directive. Since NEA is a generation, transmission as well as distribution licensees under the current regime, designating PSOD as a Nodal Agency is a cause of concerns for IPPs. In this context, MoEWRI needs to act urgently and designate an independent authority as a Nodal agency in order to create a level playing field for all the players in the market. It is important for the executive branch of GoN and ERC to act in tandem and in speed to give completeness to the Nodal Agency so as to assuage the concerns of IPPs.

Irrespective of the entity which has been appointed as a Nodal Agency, the Nodal agency is going to play a crucial role in management of open access. Some of the important tasks assigned to the Nodal Agency under section 11 of the Directives are: processing of open access applications, assessment of available transmission and distribution capacity, approval of open access use, and maintaining of account details for payment by open access users.

Additionally, and naturally, the ERC has a great role to play to make the open access successful in Nepal as an independent regulatory body of the electricity sector. Under Section 8, ERC will have a function to issue directives for cross-border electricity trade, and under Section 9 of the Directive, the rate of electricity purchase also shall be decided based on the Regulations (mainly under Reg. 11) under the Electricity Regulatory Commission Regulation, 2075. Therefore, apart from ERC's role in tariff determination, and regulatory oversight, it plays a very crucial role in dispute resolution. This inherent right of ERC has also been recognized under Section 50 of the Directive.

Way forward in Open Access and Conclusion

With a new paradigm in law making process, the Open Access Directive has set a timeline for itself and for the Nodal Agency to enact other relevant subsidiary guidelines (Sec. 51). This is a big task given to itself by the Commission, and has set a new standard. The other associated directives (for example) to make the open access full functional and operational are: Directives on Captive Power Plant, Directives on Grievance Redressal, on Balancing and Settlement etc. Without these associated directives, the open access directive is not going to take off, and therefore, their enactment in timebound manner is even more important.

In conclusion, the Open Access Directive has added several bricks in the liberalization of electricity system in Nepal, and with the bigger entry of IPPs, it is a step towards unbundling of state utility, and in the long run, shall help the sector to make competitive, open and transparent.

Navigating LDC Graduation in Nepal: Implications for Labour Markets and Inclusive Social Protection Policies

✍ **Ram Kumar Phuyal, PhD.**

Abstract

Nepal is scheduled to graduate from the Least Developed Countries (LDC) category in November 2026, marking a significant milestone in its development trajectory. Graduation reflects progress in income, human assets, and reduced structural vulnerability, yet it also introduces important economic and social adjustments. This paper observes the implications of LDC graduation for Nepal's labour markets and inclusive social protection systems. It argues that while graduation can enhance international credibility, attract investment, and encourage structural transformation, it may also generate short to medium-term disruptions in employment, particularly in export-oriented and informal sectors. Drawing on Nepal's Labour Force Survey data, policy documents such as the LDC Graduation Smooth Transition Strategy (STS) 2024, and global literature on structural transformation, the paper highlights three key concerns: (i) vulnerability of employment in low-value export sectors, (ii) persistence of high informality, and (iii) limitations of existing social protection coverage, and it concludes that Nepal must adopt an integrated policy framework combining labour market reforms, skills development, industrial upgrading, and expansion of inclusive social protection systems to ensure a smooth and equitable transition.

Keywords: *LDC graduation, Labour market, social protection, Informality, and Structural transformation*

1. Background and Context of the Study

1.1 Overview of Nepal's LDC Graduation

The graduation of Nepal from the LDC category represents both an achievement and a challenge. Although it signals improved development indicators, it also entails the withdrawal of international support measures, including preferential trade access and concessional financing (UN, 2021; World Bank, 2023). These changes are expected to influence economic structure, labour markets, and social protection systems.

The United Nations General Assembly (UNGA) established the Least Developed Country (LDC) category in 1971 to provide specialized international support to the most vulnerable and disadvantaged nations. The classification of countries as LDCs is

based on three criteria: Gross National Income (GNI) per capita, Human Assets Index (HAI), and Economic and Environmental Vulnerability Index (EVI). A country qualifies for graduation once it meets at least two of these criteria across consecutive reviews conducted by the Committee for Development Policy (CDP).

Nepal, which has been classified as an LDC since the category's creation, has made significant socio-economic progress. It exceeded the thresholds for HAI and EVI in four consecutive reviews (2015, 2018, 2021 and 2024), leading the CDP to recommend Nepal's graduation from LDC status in 2026 as mention in this figure.

While this transition brings challenges such as the potential loss of LDC-specific benefits like preferential market access, technical assistance, and development financing. It also presents opportunities to strengthen Nepal's economic resilience and global competitiveness through well-designed policies and strategic initiatives.

Nepal's development path has been marked by an emphasis on poverty alleviation, economic growth, and social justice. Since 2010, LDC graduation has been a national priority. Despite continuous progress, Nepal has yet to meet the GNI per capita threshold, exposing it to certain economic vulnerabilities. However, the

country has shown significant improvements in HAI and EVI, justifying its graduation recommendation.

The triennial reviews have shown consistent improvements in Nepal's HAI and EVI scores, with GNI per capita still below the required threshold. The government postponed graduation in 2018 due to the devastating 2015 earthquake, a low GNI per capita as shown in Table1.

Table No. 1- Nepal's Performance in the CDP Triennial Reviews					
Criteria	Graduation Threshold	Nepal's Performance			
		TR (2015)	TR (2018)	TR (2021)	TR (2024)
GNI	≥ USD 1242 (2015) ≥ USD 1230 (2018) ≥ USD 1222 (2021) ≥ USD 1306 2024	USD 659	USD 745	USD 1027	USD1300

HAI	≥ 66	68.7	71.2	74.9	76.3
EVI	≤ 32	26.8	28.4	24.7	29.7

[Where, TR=Triennial Review, GNI= GNI per capita, HAI= Human Assets Index, and EVI=Economic and Environmental Vulnerable Index]

Nevertheless, the most recent 2024 review reaffirmed Nepal's readiness for graduation, with GNI per capita approaching the revised threshold of $1,306. In response, the United Nations General Assembly approved a five-year transition period (2021–2026) to ensure a smooth and sustainable exit from LDC status. Nepal's graduation strategy, therefore, must prioritize minimizing potential economic disruptions, capitalizing on emerging opportunities, and promoting inclusive and sustainable development.

LDC graduation is a formal recognition by the United Nations that a country has made sufficient progress across key development indicators to transition from the "Least Developed Country" category to developing country status. However, graduation is not merely a statistical milestone; it signifies a broader structural transformation in Nepal's integration into the global economy. This transition entails the gradual withdrawal of preferential trade arrangements, concessional financing, and certain forms of development assistance, with important implications for labour markets and social protection systems

1.2 LDC Graduation Smooth Transition Strategy (STS) 2024

The Government of Nepal, through the National Planning Commission, has formulated the LDC Graduation Smooth Transition Strategy (STS) 2024 to effectively manage the graduation process. The strategy underscores that Nepal's transition should be "smooth, irreversible, and sustainable." It is closely aligned with the country's 16th Five-Year Plan (2024–2029) and the Sustainable Development Goals (SDGs). Importantly, the STS explicitly recognizes potential risks associated with graduation, including export contraction, reduced concessional financing, and labour market disruptions. Projections indicate that Nepal may face a decline in exports in key sectors particularly garments, carpets, and low-value manufacturing due to the loss of preferential market access.

Nepal's forthcoming graduation from Least Developed Country (LDC) status presents both significant challenges and emerging opportunities. A central concern is the potential loss of International Support Measures (ISMs), which currently provide preferential trade access, concessional financing, and development assistance. The withdrawal of these benefits could affect Nepal's ability to sustain economic growth, particularly in light of its reliance on remittances, limited industrial diversification, and existing structural vulnerabilities. These challenges highlight the need for a coherent and forward-looking transition strategy.

At the same time, graduation offers new avenues for economic advancement. It creates opportunities to strengthen Nepal's global economic positioning, attract foreign direct investment, and deepen trade partnerships. The transition is also consistent with Nepal's constitutional commitments to democratic governance, social justice, and sustainable development. The STS emphasizes inclusive economic growth, effective implementation of federalism, and community empowerment. Overall, the strategy is structured around six strategic pillars, encompassing six core objectives, 39 strategic interventions, and 167 specific actions, as outlined in Table 2.Top of FormBottom of Form

Table 2: LDC Graduation Smooth Transition Strategies' Pillars, and Actions

LDC Graduation Criteria	Strategic Pillar	No. of Objectives	No. of Strategies	No. of Working Strategies	No. of Actions
1. GNI	1. Macro-economic stability and fiscal sustainability	1	1	5	19
	2. Trade and investment	1	1	15	56
	3. Economic transformation	1	1	6	36
2. HAI	4. Building productive capacity	1	1	4	26
3. EVI	5. Climate change and disaster risk management	1	1	5	19
	6. Social inclusion and integration	1	1	4	11
	Total	6	6	39	167

These six pillars aim to ensure that Nepal not only successfully graduates but also continues to advance towards sustainable and resilient economic growth. Developing a robust transition strategy is critical to counterbalance the loss of LDC-specific benefits while maximizing long-term growth potential. This study will assess the economic impact of Nepal's LDC graduation, identify emerging opportunities, and provide evidence-based policy recommendations for a smooth and successful transition. Thus, the STS provides a policy foundation, but implementation capacity and coordination remain critical challenges.

2. Conceptual Framework

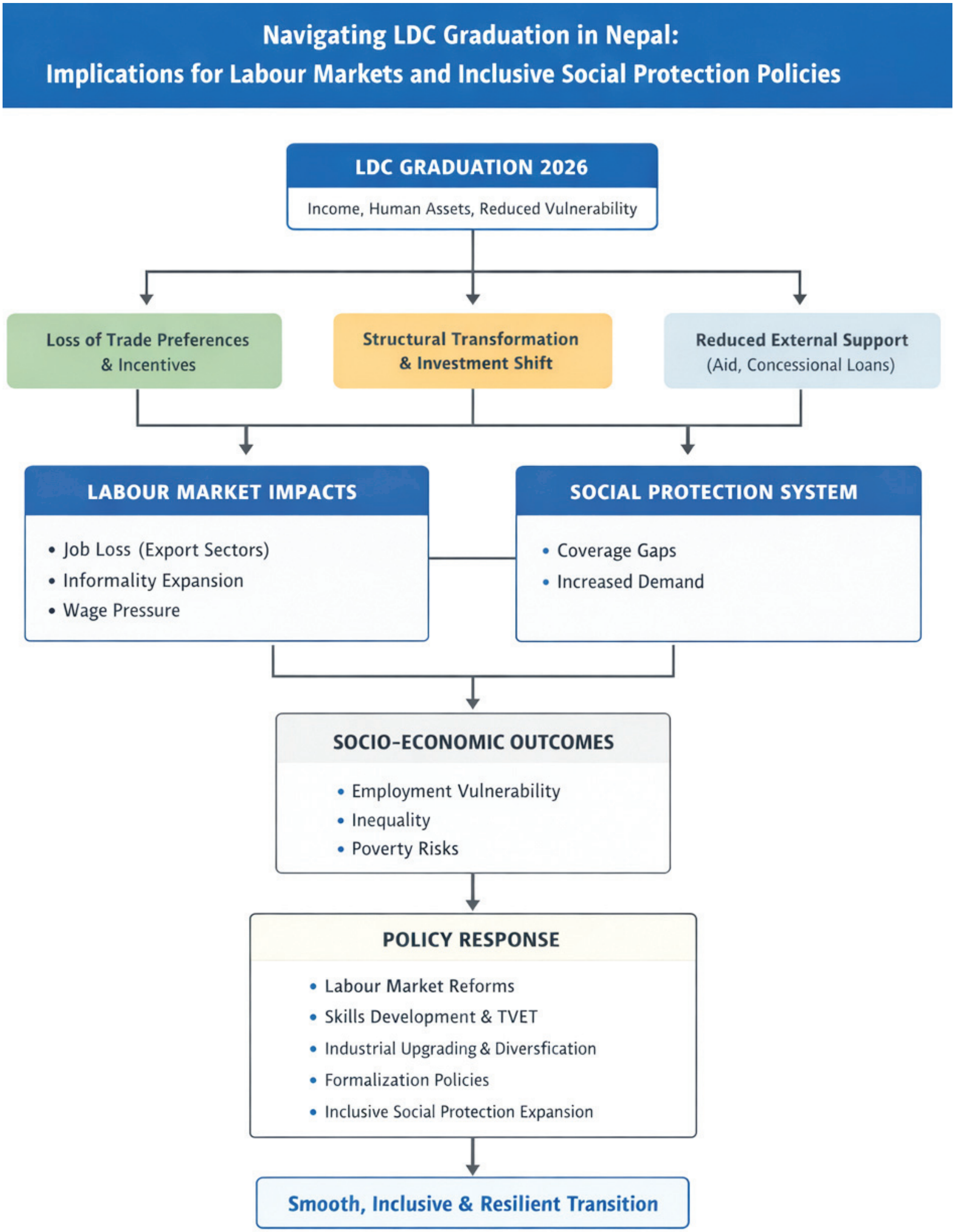
This section develops a conceptual framework to analyze the transmission channels through which LDC graduation affects labour markets and social protection systems. It also proposed some potential mathematical and econometrical models for further studies and underscores the importance of integrated policy responses to ensure a smooth, inclusive, and sustainable transition.

At the core of the framework is **LDC Graduation 2026**, which is driven by improvements in income levels, human assets, and reduced structural vulnerability. While these achievements reflect significant development progress, graduation also signals the gradual withdrawal of international support measures that Nepal has long benefited from. This transition sets in motion three major structural shifts.

First, the ***loss of trade preferences and incentives*** can reduce the competitiveness of Nepal's export sectors, particularly in industries such as garments and handicrafts that rely heavily on preferential market access. As these advantages diminish, firms may face declining demand, leading to production contraction and potential job losses.

Second, ***structural transformation and investment shifts*** are likely to occur as the economy adjusts to a new competitive environment. Graduation may encourage movement toward higher value-added sectors, but this transformation is neither automatic nor smooth. It requires significant investments in productivity, technology, and human capital. Without adequate preparedness, the transition could result in sectoral imbalances and labour displacement.

Third, ***reduced external support***, including concessional loans and development aid, may constrain public investment and social spending. This creates fiscal pressures that can limit the government's capacity to support vulnerable populations during the transition period. These three drivers collectively shape the **labour market impacts**. The framework highlights three key outcomes: job losses in export-oriented sectors, expansion of informality, and wage pressures. As formal employment opportunities shrink or become uncertain, workers may shift to informal and low-productivity activities, exacerbating employment vulnerability. Wage stagnation or decline may further reduce living standards, particularly for low-skilled workers. This is clearly presented in the following conceptual framework.



Simultaneously, these changes place increasing strain on the social protection system as mentioned in the above figure. The framework identifies two major challenges:

coverage gaps and increased demand. As more individuals become economically vulnerable, the need for social protection such as cash transfers, unemployment support, and health services rises significantly. However, existing systems in Nepal are often fragmented and limited in coverage, particularly for informal workers, making it difficult to respond effectively to growing needs.

The interaction between labour market disruptions and social protection limitations leads to broader socio-economic outcomes, including heightened employment vulnerability, rising inequality, and increased poverty risks. These outcomes are interconnected: job insecurity and informality reduce income stability, while inadequate social protection fails to cushion shocks, thereby widening inequality and deepening poverty.

In response to these challenges, the framework outlines a set of policy responses aimed at ensuring a smooth and sustainable transition. Labour market reforms are essential to enhance job creation, improve working conditions, and promote formalization. Investments in skills development and Technical and Vocational Education and Training (TVET) are critical to equip the workforce with competencies aligned with emerging sectors and global market demands.

Furthermore, industrial upgrading and diversification can help reduce reliance on low-value exports and foster more resilient economic growth. Policies that encourage formalization can expand the tax base and improve access to social protection. At the same time, expanding inclusive social protection systems is vital to protect vulnerable groups, particularly informal workers, women, and marginalized communities.

The framework ultimately converges on the goal of achieving a smooth, inclusive, and resilient transition. This underscores the importance of coordinated policy action that simultaneously addresses economic restructuring, labour market challenges, and social protection gaps. Rather than viewing LDC graduation as merely a loss of international support, the framework presents it as an opportunity for Nepal to strengthen its domestic capacities, promote inclusive growth, and build long-term resilience.

3. Mathematical and Econometrical Models

The conceptual framework provides a comprehensive analytical lens for examining Nepal's graduation from the Least Developed Country (LDC) category. It captures the dynamic and interdependent relationship between structural transformation, labour market adjustments, and social protection systems, while underscoring the importance of proactive and inclusive policy interventions to ensure that the gains from graduation are equitable and sustainable.

3.1 Mathematical Equations

a. Loss of Trade Preferences

Nepal has long benefited from preferential trade schemes such as duty-free quota-free access to major markets. Graduation is expected to increase tariff barriers, thereby reducing export competitiveness.

This relationship can be expressed as: $X = f(P^*, Y^*, \tau); P^* = P(1 + \tau); \partial X/\partial \tau < 0$.................. (1)

Where X denotes exports, P* represents export prices including tariffs, Y* is foreign demand, and τ is the tariff rate. An increase in tariffs raises export prices and reduces demand.

Empirical evidence suggests that Nepal's export sectors particularly garments and textiles are highly sensitive to such preference erosion (UNCTAD, 2022).

b. Structural Transformation and Investment Shifts

Graduation may induce structural changes in the economy by altering investment patterns and sectoral composition. Nepal's economy remains dominated by low-productivity agriculture, while manufacturing contributes a relatively small share to employment and GDP.

Structural transformation can be modeled as: $Y = \Sigma(A_i L_i); \Delta Y < \Sigma(A_i \Delta L_i)$ .... (2)

Where Y is total output, A_i denotes sectoral productivity, and L_i represents labour allocation. Growth depends on reallocating labour to higher-productivity sectors. However, structural rigidities and skill mismatches may constrain this process.

c. Reduced External Support

Nepal relies significantly on Official Development Assistance (ODA) and concessional financing to support public investment and social programs. Graduation may reduce access to such resources.

The fiscal constraint can be expressed as: $G = T + A + B; \Delta G = \Delta T + \Delta B - \Delta A$.............. (3)

Where G is government expenditure, T is tax revenue, A is foreign aid, and B is borrowing. A decline in aid requires fiscal adjustment through increased taxation, borrowing, or expenditure cuts.

d. Labour Market Implications

The combined effects of these drivers significantly influence labour market outcomes, particularly employment levels, wage dynamics, and informality.

A basic labour demand function is given by: $Ld = f(Y, w); \partial Ld/\partial Y > 0$.................................. (4)

Where Ld is labour demand, Y is output, and w is wages. A decline in output due to reduced exports or investment leads to lower labour demand.

Given that over 80% of Nepal's workforce is engaged in informal employment (ILO, 2022), further shocks may exacerbate informality and employment vulnerability.

e. Social Protection Dynamics

As labour market risks increase, the demand for social protection rises. However, Nepal's social protection system remains fragmented and limited in coverage.

This relationship can be expressed as: $SPd = f(U, P, V); \partial SPd/\partial U > 0; \partial SPd/\partial P > 0$........................ (5)

Where SPd represents demand for social protection, U is unemployment, P is poverty, and V is vulnerability. Rising unemployment and poverty increase the need for social protection interventions.

3.2 Econometrical Models

To operationalize this framework for empirical analysis, a set of illustrative econometric models can be employed. These models allow the key transmission channels of LDC graduation to be systematically tested. The following specifications are proposed as a foundation for future empirical research:

(i) Loss of Trade Preferences and Export Performance

$\ln(EXP_t) = \alpha 0 + \alpha 1\ TP_t + \alpha 2\ ER_t + \alpha 3\ GDP_t + \varepsilon_t$.. (6)

Where: EXP_t = Total exports TP_t = Trade preference dummy (1 = access, 0 = loss post-graduation) ER_t = Exchange rate GDP_t = Gross Domestic Product ε_t = error term

(ii) Structural Transformation and Sectoral Shift

$STR_t = \beta 0 + \beta 1\ IND_t + \beta 2\ AGR_t + \beta 3\ INV_t + u_t$.. (7)

Where: STR_t = Structural transformation index (employment or value-added shift) IND_t = Industrial sector share AGR_t = Agricultural sector share INV_t = Domestic and foreign investment

(iii) Investment Shifts Post-Graduation

$FDI_t = \gamma 0 + \gamma 1\ GRAD_t + \gamma 2\ INST_t + \gamma 3\ OPEN_t + \mu_t$.. (8)

Where: FDI_t = Foreign direct investment inflows GRAD_t = LDC graduation dummy INST_t = Institutional quality index OPEN_t = Trade openness

(iv) Reduced External Support (Aid Dependency Effect)

$ODA_t = \delta 0 + \delta 1\ GRAD_t + \delta 2\ GDPPC_t + \delta 3\ GOV_t + \nu_t$.. (9)

Where: ODA_t = Official Development Assistance GDPPC_t = GDP per capita GOV_t = Governance effectiveness

(v) Labour Market Implications (Employment Response)

$EMP_t = \theta 0 + \theta 1\ GDP_t + \theta 2\ FDI_t + \theta 3\ WAGE_t + \theta 4\ EDU_t + \varepsilon_t$............................ (10)

Where: EMP_t = Employment level or employment rate WAGE_t = Average wage level EDUt = Human capital / education index

(vi) Social Protection and Vulnerability Reduction

$SP_t = \lambda 0 + \lambda 1\ GRAD_t + \lambda 2\ POV_t + \lambda 3\ FISC_t + \eta_t$... (11)

Where: SP_t = Social protection coverage/expenditure POVt = Poverty rate FISCt = Fiscal capacity (revenue-to-GDP ratio)

These mathematical equations and econometric models, developed from the proposed conceptual framework, demonstrate that Nepal's LDC graduation is not merely a milestone but a complex structural transition involving closely interconnected economic and social systems. The framework provides a basis for systematically examining how this transition can be empirically measured and analyzed. By integrating relevant data and analytical specifications, the models help illustrate how external shocks are transmitted through trade, investment, and fiscal channels, ultimately influencing labour market dynamics and social outcomes. In particular, they highlight the cascading effects of policy and external changes across key development sectors.

4. Current Labour Market Conditions in Nepal

The labour market in Nepal is characterized by structural dualism, widespread informality, and strong dependence on migration. These features reflect deep-rooted structural constraints in the economy and are briefly discussed below based on official data and information from Government sources.

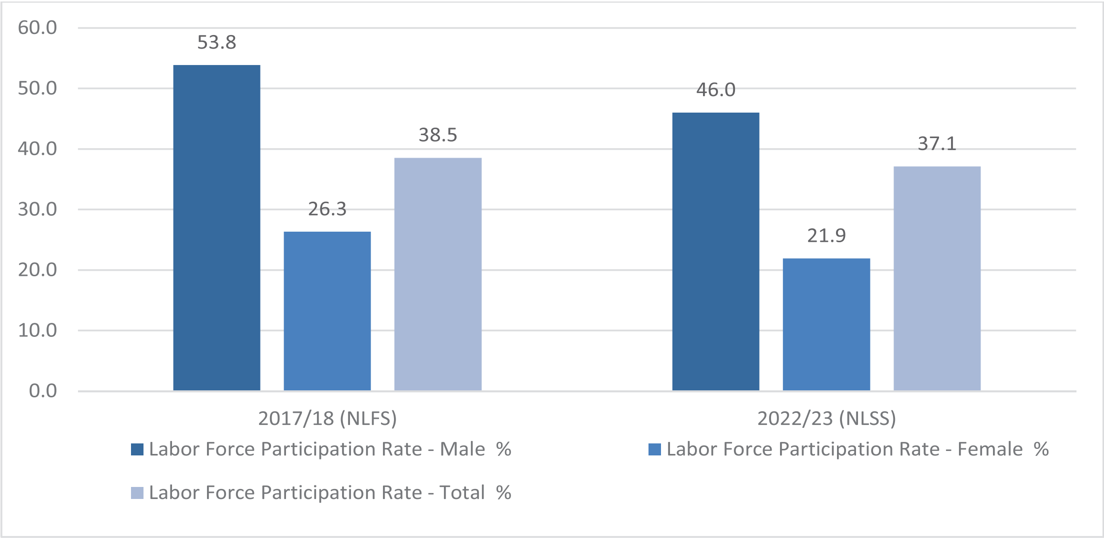
4.1 Overview of Labour Force Participation (LFP)

This measures the proportion of the working-age population that is either employed or actively seeking employment. Historically, Nepal was considered to have one of the highest LFP rates in the region, particularly among women. The adoption of a revised definition of employment in 2018 has resulted in a substantially lower reported LFP of 38.5%, largely due to methodological differences[1]. While the declining trend of the labor force participation rate owing to the differences in methodology is quite expected, the comparison of recent data also confirms the same (Figure 2.6). Based on the figures from NLFS (2017/18) and NLSS (2022/23), the overall LFPR using the new methodology is also evident. Men's participation decreased from 53.8% to 46.0% between 2017–18 and 2022–2023, while women's participation decreased from 26.3% to 21.9%. The gender gap is still wide at over 24 percentage points, indicating ongoing obstacles to women's participation in the workforce, even though

1 The new (2018) methodology excludes the work for own use (eg in Agriculture) while older (2008) methodology includes this in defining the employment. See NLFS (2018) for the changes in the definition.

overall participation fell somewhat from 38.5% to 37.1%.

Figure 41: Labor Force Participation Rate according to recent surveys (in %)



Source: NLFS, 2017/18 & NLSS (2022/23)

While there are declining labor force participation rates and differences across the gender, variations are also persistent across the provinces. The data indicate significant provincial variations in LFPR. Bagmati province reports the highest participation rate at 47.1%, attributed to urban employment opportunities. In contrast, Karnali and Sudurpashchim exhibit the lowest rates, with approximately 30% and 27% respectively. Notably, female participation in these provinces is disproportionately low, with rates of 16.4% in Karnali and 15.7% in Sudurpashchim as mentioned in Table 3.

Table 3: Labor Force Participation Rate by Provinces (in %)

Province	*Total LFPR*	*Male LFPR*	*Female LFPR*
Total (Nepal)	**38.5**	**53.8**	**26.3**
Koshi	37.8	52.7	25.6
Madhesh	39.7	56.7	25.9
Bagmati	47.1	59.7	35.2
Gandaki	35.7	48.8	26.5
Lumbini	37.3	52.6	25.7
Karnali	27.5	42.8	16.4

Sudurpashchim	27.3	45.6	15.7

Source: NLFS, 2018

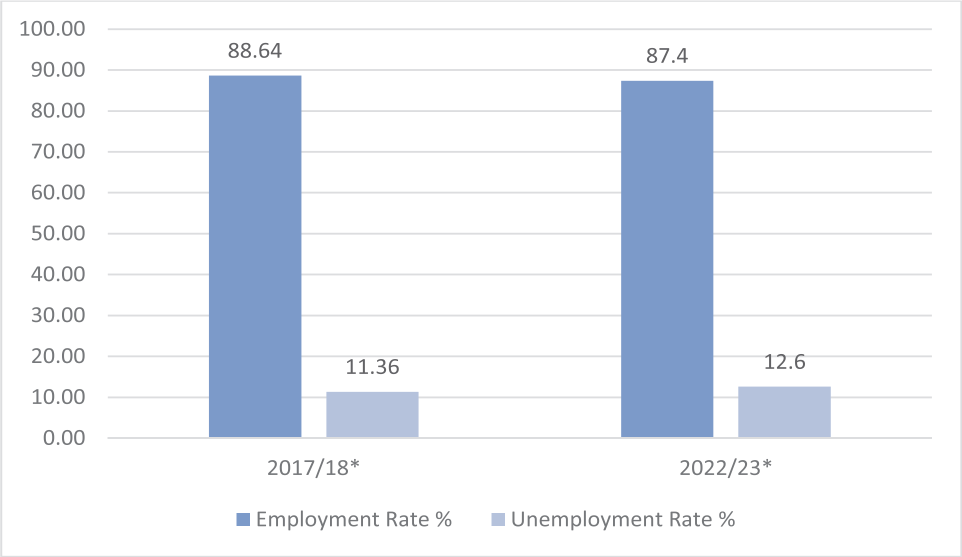
The low labor force participation (LFP) in Nepal can be attributed to the predominantly subsistence-oriented nature of most households, particularly those engaged in agriculture. World Bank (2023) observes that part of LFP decline can be attributed to delayed labor force entry as youth stay longer in school. Job creation in the non-farm sector has been insufficient, and many available positions are largely unpaid. Employment opportunities within agricultural wage labor remain limited.

Further, growth among small and medium-sized enterprises (SMEs) and micro, small, and medium enterprises (MSMEs) in Nepal has not kept pace with the expanding working-age population, limiting their capacity to absorb new labor entrants. Estimates suggest that private sector as a whole employed approximately 4.94 million people, with 4.56 million employed in micro and small enterprises, 333,077 in small and medium enterprises, and only 41,449 in large industries (FNCCI & IFC, 2018–19). The 2018 Economic Census conducted by the National Statistics Office (NSO) further shows that micro enterprises constitute roughly 95.4% of total enterprises, employing about 58.8% of the workforce, highlighting the predominance of small-scale establishments with limited job creation potential (NSO, 2019). Industrial employment across registered industries was reported at around 400,000 people, with 381,681 regular wage/salary employees, indicating that even in the formal industrial sector, employment generation remains modest (NSO, 2019). SMEs specifically employ about 1.7 million people and contribute around 22% of GDP, yet their scale and productivity are insufficient to meet the annual influx of approximately 500,000 new labor market entrants.

4.2 Employment Conditions and Challenges

Even though the high unemployment rate is still a problem, younger people in Nepal face even greater difficulties finding fulfilling employment. Nearly two thirds of the nation's unemployed are in the 15–34 age range alone, underscoring the challenge of integrating new workers into the workforce and reaping the rewards of the demographic dividend.

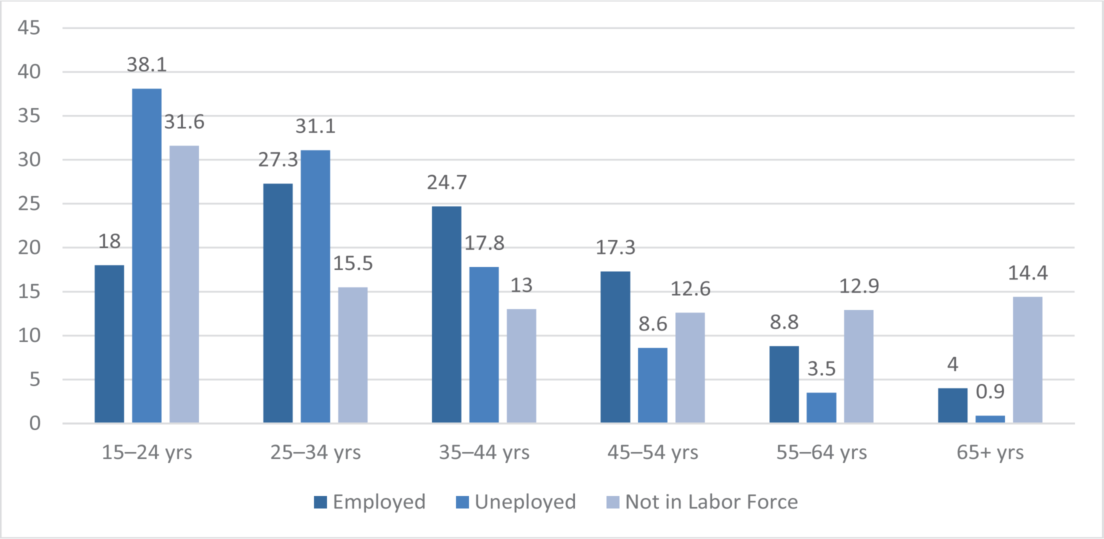
Figure 4.2: Employment and Unemployment rate (in %)



Source: NLFS, 2017/18 & NLSS (2022/23)

On the one hand, a lot of young people enter the workforce every year; on the other, they still face a lack of job opportunities and increased competition. The significant portion of young people who do not pursue education, training, or employment and opt out of the labor market raises additional concerns on harnessing the younger cohort for the economic gains.

Figure 4.3: Employment by Age Group (in %)



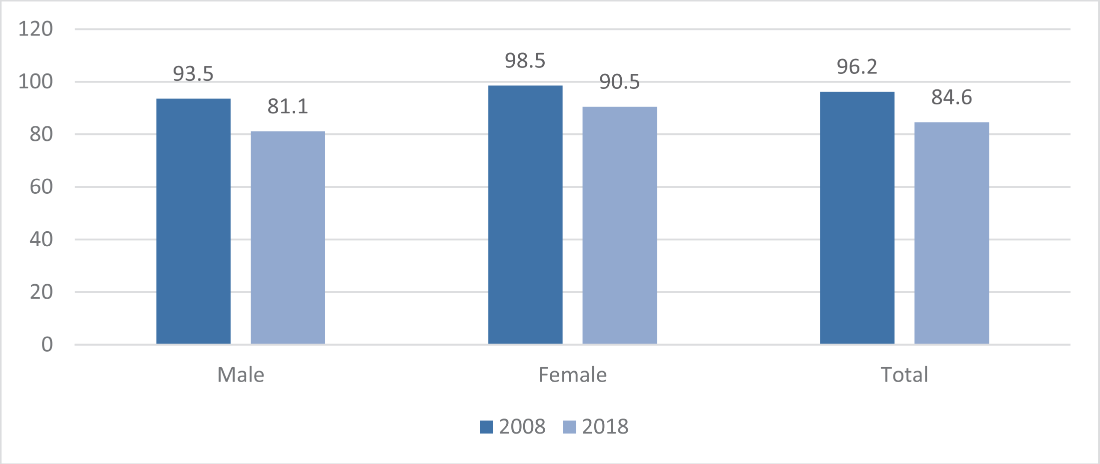
Source: NLFS (1998, 2008 and 2018)

The implications of high unemployment are twofold. First, the economy must create additional jobs to absorb those who are actively seeking work, particularly the large pool of young unemployed. Second, it is important to narrow the gaps across provinces, age groups, and genders, as unemployment does not affect all groups equally. Addressing these disparities will require targeted job creation efforts that focus on regions and populations that are often left behind, along with interventions that improve access to skills, opportunities, and decent work for those who need it most.

4.3 Extent of Informality in the Labour Market

The high rate of informal employment is still a defining feature of Nepal's labor market. They still account for the majority of jobs, even though the percentage of informal work has been gradually declining. According to the most recent study, 84.62% of workers in 2018 held informal jobs, compared to 96.2% in 2008. The majority of people who work informally are independent contractors, unpaid family members, and workers without formal contracts or social protection. Certain industries, such as small-scale manufacturing, retail sales, construction, and agriculture, are still very informal. The most prevalent forms of employment are subsistence farming, daily wage labor, and unregistered businesses. Formal employment has increased somewhat, primarily in public administration, education, and some manufacturing and service positions. Still, less than two-fifths of all jobs are in the official sector. There are many difficulties associated with informality, including unstable employment, a lack of legal protection, and limited access to benefits like health insurance and pensions. Additionally, underemployment and income inequality result from informal jobs, which are typically low-paying and unregulated.

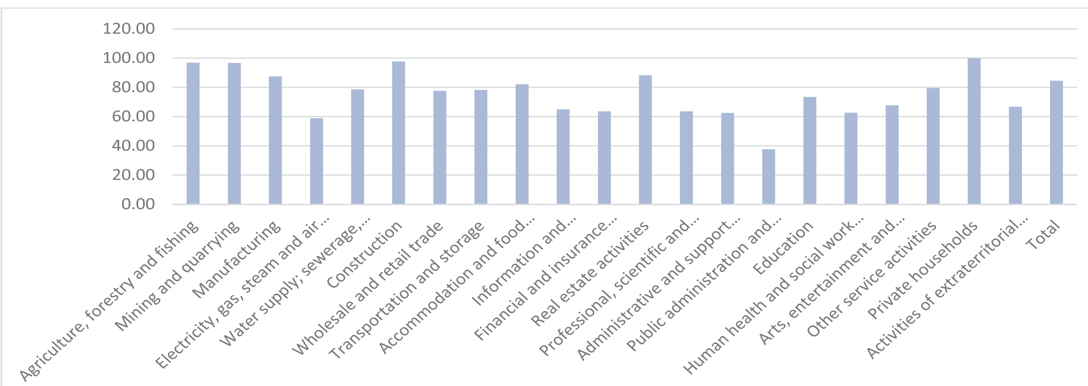
Figure 4.4: Informal Employment in Nepal (in %)



Source: NLFS (1998, 2008 and 208)

Gender disparities are also pronounced. In 2008, 98.5% of women and 93.5% of men worked in informal jobs. The percentage of informal occupations has gone down for both categories by 2018, although it had gone down more for males, from 93.5% to 81.1% for women. Even if this has changed, women are still at a disadvantage since they are more likely to engage in unpaid household work and low-paying service jobs. This makes it harder for them to get social assistance and keeps the pay and job security inequalities between men and women. While informality is persistent, the sectoral distribution reveals variations too. Most workers in agriculture, construction, and mining are informal, with construction at 97.5%, agriculture, forestry, and fishing at 96.9%, and mining at 96.6%. Sectors tied to the government or requiring advanced professional skills have lower informality, but the numbers remain significant: public administration and defense (37.6%), education (73.5%), and health and social work (62.6%). Utilities and infrastructure services are more formal, with 58.8% in electricity, gas, and air conditioning, and 78.6% in water and waste management. The service sector is mixed wholesale and retail commerce (77.6%), transportation and storage (78.3%), and housing and food services (82.2%) are highly informal, while professional services, banking, and insurance range around 62–64% informal.

Figure 4.5: Formal/Informal Employment by Major Sectors (in percent)



Source: NLFS (2018)

About 85% of employment in Nepal is informal, particularly concentrated in agriculture, small enterprises, construction, and services. Informal workers typically lack job security, social protection coverage, and stable income arrangements. Recent labour market studies indicate that Nepal is gradually transitioning from an agriculture-dominated economy toward the services sector; however, productivity remains low, and informality continues to persist widely across sectors.

4.4 Effect on Employment after LDC Graduation

Nepal's graduation from the Least Developed Country (LDC) category in 2026 represents an important milestone, reflecting progress in income levels, human assets,

and economic resilience. However, this transition also marks a structural turning point with significant implications for employment and labour market dynamics. In particular, LDC graduation is expected to gradually reduce access to international support measures such as concessional financing, trade preferences, and targeted development assistance. While these changes signal improved economic standing, they may also expose domestic industries and labour markets to increased competitive pressures, especially in a context where employment remains largely informal and low in productivity.

The employment effects of LDC graduation will be particularly evident in export-oriented sectors. Reduced preferential trade access is likely to affect industries such as garments and textiles, carpets and handicrafts, and agro-processing exports. These sectors are relatively labor-intensive and have historically contributed to export-led employment generation. Any decline in external competitiveness may therefore result in job losses, reduced hiring, or wage compression in these industries, disproportionately affecting semi-skilled and low-skilled workers.

At the same time, LDC graduation may influence investment dynamics and structural transformation. On one hand, improved international creditworthiness and perceived economic stability could help attract foreign direct investment. However, the overall employment outcome will depend on the sectoral composition of such investment. If investment is directed toward labor-intensive manufacturing and productive services, it could support job creation. Conversely, if it is concentrated in capital-intensive sectors, the employment-generating impact may remain limited.

Another important concern is the potential risk of increased informality during the adjustment period. If formal firms experience higher compliance costs or intensified competitive pressures following graduation, they may respond by downsizing formal employment or increasingly relying on subcontracting arrangements and informal labour. This could further expand informality in the labour market, weakening job security and reducing access to social protection for workers.

These sectoral and structural dynamics are unfolding within an already constrained labour market. Nepal continues to face high youth unemployment, reflecting limited capacity to generate sufficient quality jobs for new labour market entrants. A persistent skills mismatch between education outcomes and labour demand further reduces productivity and employability. The economy remains heavily reliant on remittances, which, while essential for household income and poverty reduction, have limited linkages to sustainable domestic job creation.

Industrial job creation may remain weak, restricting the expansion of stable and productive employment opportunities. In addition, gender disparities in labour force participation persist, with women disproportionately engaged in unpaid or informal work, limiting inclusive growth outcomes.

Taken together, these structural weaknesses make Nepal's labour market highly

sensitive to external shocks, including those associated with LDC graduation. Without proactive policy measures such as strengthening skills development systems, promoting labor-intensive industrialization, supporting export-oriented sectors, encouraging investment in employment-generating activities, and expanding formal social protection coverage, the potential benefits of LDC graduation may not fully translate into inclusive, productive, and sustainable employment outcomes. If the government does not implement appropriate policies to address these constraints and bottlenecks to job creation, the labour market risks associated with the transition may be further amplified.

5. Inclusive Social Protection Policies in Nepal

Nepal is widely recognized as a pioneer of social protection programs in South Asia, with its origins tracing back to 1934 when pensions for the armed forces were first introduced through the "Drabya Kosh." This system gradually expanded in 1941 to include broader military services and in 1942 to cover civil servants under formal social schemes. A major shift toward inclusive welfare began in 1994 with the introduction of an old-age allowance for citizens aged 75 years and above, followed by the initiation of social security allowances for the elderly, persons with disabilities, and widows in 1996. The system further broadened in 2008 with targeted allowances for persons with disabilities and endangered ethnic groups, and in 2015 additional support was extended to children under five and single women. The same year, the Constitution of Nepal formally recognized social protection as a fundamental right of all citizens, marking a constitutional milestone. This commitment was further strengthened through the Social Security Act of 2018 and the Integrated National Social Protection Framework (INSPF) of 2023, developed by National Planning Commission which together aim to consolidate and systematize Nepal's evolving social protection architecture.

5.1 Integrated National Social Protection Framework

The Government of Nepal has developed the Integrated National Social Protection Framework (INSPF, 2023), under which a total of 87 social protection programs is currently implemented across federal, provincial, and local levels, targeting diverse sectors and population groups. These programs comprise 51 social assistance schemes, 17 social insurance programs, 11 contributory social security initiatives, 7 labour market and employment programs, and 1 legal aid scheme, as presented in Table 4.

Table 4: Social Protection Programs based on INSPF, 2023

S.N.	Broad Theme and Programs	Number of Schemes
1	Social Protection Schemes	51
2	Social Insurance Programs	17

3	Contribution Based Social Security	11
4	Labour Market Intervention and Employment	7
5	Legal Support Aid	1
Total		87

Source: *NPC: INSPF, 2023*

This broad portfolio reflects the government's commitment to addressing poverty, vulnerability, and inequality through a multi-dimensional approach. However, the absence of detailed, disaggregated data on beneficiaries, coverage, and program costs continues to constrain effective fiscal planning and monitoring.

Implementation responsibility is shared across all levels of government, but overlapping mandates have resulted in program duplication particularly in education scholarships, health, housing, and nutrition support. While local governments are emerging as key actors in service delivery, the expansion of contributory schemes, especially for informal workers, remains limited. Persistent challenges include weak coordination among agencies, fragmented systems, inefficient targeting, and fiscal risks linked to demographic shifts and growing expenditure pressures. To realize the vision of an integrated, inclusive, and sustainable social protection system, Nepal must enhance institutional coherence, strengthen monitoring and evaluation mechanisms, and ensure equitable and efficient resource allocation for long-term resilience and social justice.

Currently, total social protection expenditure in Nepal stands at approximately 4.9% of GDP (around 15% of total government spending), with a significant concentration on old-age allowances, which alone account for about 3.3% of GDP. In contrast, allocations for children (around 0.22% of GDP), working-age support, and health insurance remain relatively low.

At present, social protection coverage is estimated at 32–35% of the population. However, the government has set an ambitious target of expanding coverage to 60% within the period of the Sixteenth Plan. Achieving this objective will require substantial financial resources, alongside strategic planning to ensure the fiscal sustainability and efficiency of social protection programs.

5.2 Linking Social Protection System with LDC Graduation Transition

Social protection refers to a comprehensive set of social and economic guarantees provided by the state and other institutional actors to protect individuals and households from poverty, inequality, and vulnerabilities arising from life-cycle risks, economic shocks, and natural or human-induced disasters. In the context of Nepal's impending graduation from the Least Developed Countries (LDC) category in 2026, social protection assumes even greater significance as a stabilizing mechanism to support labour market adjustments, reduce transitional vulnerabilities, and ensure

that the benefits of structural transformation are equitably distributed. It is not only a tool for poverty reduction but also a critical policy instrument for fostering inclusive, resilient, and sustainable development during and after graduation.

From the perspective of LDC graduation, social protection systems play a dual role: first, as a protective mechanism cushioning vulnerable groups particularly informal workers, low-income households, women, youth, and migrant labourers from economic and employment shocks; and second, as a promotive mechanism that enhances human capital formation, labour productivity, and employability through investments in health, education, and income security.

In recent years, Nepal's policy orientation has increasingly emphasized rights-based and inclusive social protection, aligning national strategies with the Sustainable Development Goals (SDGs), particularly those related to poverty eradication, decent work, reduced inequalities, and social security coverage. The formalization of social protection in Nepal began in the mid-20th century, particularly after the Second World War, when the state initiated structured financial assistance for soldiers injured during the conflict. This marked a turning point toward a more organized welfare system. Subsequently, the establishment of the Fund for Financial Assistance in 1934 laid an early institutional foundation for structured support mechanisms. In 1941, under Juddha Shumsher Rana, military pension provisions were expanded, and in 1942, the Retirement Fund for civil servants was introduced. These initiatives represented the earliest formal recognition of state responsibility in providing income security to selected groups.

Over time, Nepal's social protection system has expanded significantly in both scope and complexity, particularly through integration into national development planning. From the First to the Seventh Five-Year Plans, the focus remained largely on addressing basic needs, promoting targeted welfare for marginalized populations, and raising social awareness. However, from the Eighth to Fifteenth Plans, the system evolved toward a more institutionalized and rights-based approach, incorporating cash transfer programs, education and nutrition support schemes, and targeted inclusion measures for historically excluded groups such as Dalits, indigenous communities, women, and persons with disabilities.

This gradual evolution reflects a broader policy shift from fragmented welfare interventions toward a more structured social protection architecture. However, in the context of LDC graduation, these gains must be critically assessed against emerging challenges, particularly the sustainability of financing, the adequacy of coverage in the informal labour market, and the effectiveness of integration with employment policies. Without addressing these structural gaps, Nepal risks facing a disconnect between economic transition and social inclusion, where labour market vulnerabilities may intensify despite macroeconomic progress.

Therefore, strengthening inclusive social protection systems is not only a social

imperative but also an economic necessity for ensuring a smooth, irreversible, and sustainable LDC graduation process in Nepal.

5.3 Effects of LDC Graduation on Social Protection in Nepal

While graduation reflects progress in income growth, human capital, and macroeconomic resilience, it also introduces structural adjustments with significant implications for labour markets and inclusive social protection systems. Although graduation may improve international credibility, attract foreign direct investment, and enhance access to global markets, it also brings transitional vulnerabilities, particularly in employment security and social protection adequacy.

A major concern is the loss of International Support Measures (ISMs), including preferential trade access, development assistance, and policy flexibilities. This is expected to reduce export competitiveness by around 4.3 percent, particularly affecting labor-intensive sectors such as apparel, carpets, and textiles. Combined with stricter rules of origin and rising global competition, these changes may weaken industrial performance and reduce labour demand, especially in manufacturing and export-oriented sectors.

a. Existing Social Protection Instruments

Nepal has developed a relatively broad but fragmented social protection system comprising both contributory and non-contributory schemes. Key instruments include: Senior citizen allowances, Disability allowances, Child grants, social security schemes for formal sector workers, Health insurance programs and Contributory Social Security Fund (SSF) among others.These programs represent an important step toward institutionalizing social protection and expanding coverage. However, they remain uneven in scope and effectiveness, particularly in relation to labour market transitions associated with structural economic change.

b. Key Limitations

Despite progress, several structural and operational limitations persist: Low coverage of informal workers, Fragmentation of programs across multiple institutions, Fiscal constraints limiting adequacy of benefits, Weak targeting and exclusion errors, Limited portability of benefits, especially for migrant workers.These constraints reduce the effectiveness of social protection in responding to labour market shocks expected during the LDC graduation transition.

c. Structural Challenges

A fundamental challenge is the dominance of informal employment in Nepal's labour market. As a result, a large share of workers remains outside contributory social insurance systems. This makes social protection heavily dependent on state-financed, welfare-based schemes rather than insurance-based mechanisms. In the long run, this structure creates fiscal pressure and limits the sustainability and responsiveness of the system, particularly during economic transitions such as LDC graduation.

5.4 Social Protection Impacts in the Context of LDC Graduation

LDC graduation is expected to reshape both labour market dynamics and social protection demands.

(a) Increased demand for protection

Labour market adjustment and potential job displacement will increase demand for: Unemployment support mechanisms, Income assistance and cash transfers and Skills retraining and workforce reskilling programs. This indicates a shift from traditional poverty-focused protection toward transition-oriented labour market support.

(b) Fiscal pressure

Graduation is likely to reduce access to concessional financing and LDC-specific international funds. Combined with higher borrowing costs and reduced grant availability, this will increase pressure on domestic fiscal resources, constraining the expansion and adequacy of social protection coverage.

(c) Coverage gaps for informal workers

The largest vulnerability lies in the informal sector, where workers remain largely excluded from contributory systems. During structural transitions, this group faces heightened risks of income insecurity, unemployment, and lack of access to insurance-based protection.

d. Distributional Concerns

The impacts of LDC graduation will be unevenly distributed across different labour market groups: Low-skilled workers are more vulnerable to job losses due to reduced competitiveness in labour-intensive industries. Women in informal employment face higher risks due to their concentration in low-paid, insecure, and unprotected jobs, and Migrant workers may face reintegration challenges upon return, particularly in accessing stable employment and social protection services. Without targeted policy interventions, these disparities may widen inequality and deepen labour market segmentation during the transition period.

6. Conclusion and Policy Recommendations

Nepal's graduation from the Least Developed Country (LDC) category in 2026 represents a pivotal structural transition in its development trajectory. While it reflects important achievements in income growth, human development, and reduced structural vulnerability, this study shows that graduation is not merely a statistical milestone but a complex transformation with far-reaching implications for labour markets and inclusive social protection systems. The analysis highlights that Nepal's labour market remains characterized by high informality, limited productive employment, youth unemployment, and gender disparities, alongside a narrow industrial base and heavy dependence on remittances.

In this context, the withdrawal of International Support Measures (ISMs) including

preferential trade access and concessional financing may generate short- to medium-term adjustment pressures, particularly in labor-intensive export sectors such as garments, carpets, and agro-based industries. These pressures may translate into job losses, wage stagnation, and potential expansion of informality, thereby intensifying existing labour market vulnerabilities.

At the same time, the study finds that Nepal's social protection system, although progressively expanding, remains fragmented, fiscally constrained, and weakly linked to labour market dynamics. Existing instruments such as allowances, social security schemes, health insurance, and the Social Security Fund provide an important foundation, but their effectiveness is limited by low coverage of informal workers, weak targeting, and limited portability especially for migrant labour. As a result, the system is not yet fully equipped to respond to the transitional risks associated with LDC graduation.

The interaction between labour market disruptions and social protection limitations is central to understanding Nepal's transition challenge. Graduation is expected to increase demand for unemployment protection, income support, and skills retraining, while simultaneously constraining fiscal space due to reduced concessional financing and higher borrowing costs. Without policy reform, these pressures risk widening inequalities, particularly affecting low-skilled workers, women in informal employment, and migrant workers facing reintegration challenges.

Nevertheless, the study also identifies significant opportunities associated with LDC graduation. The transition may enhance Nepal's international credibility, improve investment prospects, and support structural transformation in key sectors such as energy, infrastructure, tourism, agriculture, and ICT. If effectively harnessed, these opportunities can foster productive employment generation and strengthen fiscal capacity, thereby reinforcing long-term development resilience. Furthermore, the study develops a set of potential analytical and econometric models based on the proposed conceptual framework, providing a foundation for future empirical research in this area.

Overall, the findings underscore that the success of Nepal's LDC graduation will depend not only on macroeconomic stability but also on the country's ability to ensure a just and inclusive transition. This requires a policy shift from fragmented welfare interventions toward an integrated framework that connects labour market transformation, industrial upgrading, skills development, and adaptive social protection systems. Without such integration, the gains from graduation may not translate into inclusive and sustainable development outcomes.

Key Recommendations:

1. Strengthen employment-centered transition policies

Prioritize labour market reforms, industrial upgrading, and export diversification to

ensure that structural transformation generates productive and decent employment. Special attention should be given to labor-intensive and export-oriented sectors likely to be affected by the withdrawal of preferential trade access after LDC graduation.

2. Ensure effective implementation of LDC Graduation Smooth Transition Strategy (STS) 2024

Strengthen the implementation of Nepal's STS 2024 by improving coordination among its six strategic pillars such as macroeconomic stability, trade and investment, economic transformation, productive capacity, climate resilience, and social inclusion. Particular emphasis should be placed on improving inter-pillar coherence, sequencing of actions, and integrating employment and social protection as central cross-cutting priorities. The strategy should move beyond a planning framework toward a fully operational transition roadmap with clear accountability mechanisms and monitoring systems.

3. Operationalize the Integrated National Social Protection Framework (INSPF) 2023

Fully implement the INSPF 2023 as the unified national framework for social protection reform. This requires harmonizing fragmented programs, strengthening institutional coordination, and developing a single integrated social registry. The framework should be explicitly linked with labour market policies to ensure shock-responsive and lifecycle-based social protection, particularly for informal workers, women, and vulnerable groups affected by structural transition.

4. Expand inclusive and adaptive social protection systems

Broaden coverage to informal and vulnerable workers through a balanced combination of contributory and non-contributory mechanisms. Priority areas include unemployment protection, income support, health insurance, and portability of benefits for migrant workers to ensure continuity of protection during labour market transitions.

5. Develop a national unemployment and labour market adjustment framework

Introduce a structured unemployment support system along with active labour market policies such as job placement services, public employment programs, and targeted retraining initiatives. These measures are essential to manage potential job displacement resulting from LDC graduation-induced structural changes.

6. Enhance skills development and TVET systems

Align Technical and Vocational Education and Training (TVET) with emerging labour market demands in manufacturing, ICT, tourism, agriculture, and green economy sectors. This will help address skills mismatches and improve employability, particularly among youth and informal workers.

7. Improve fiscal sustainability of social protection financing

Strengthen domestic revenue mobilization, improve efficiency in public expenditure, and explore innovative financing mechanisms to sustain and expand social protection coverage in the context of declining concessional resources after graduation.

8. Ensure gender-responsive and migration-sensitive social protection policies

Design targeted interventions to address the vulnerabilities of women in informal employment and migrant workers, including reintegration support, equal access to social protection benefits, and gender-responsive labour market programs to reduce inequality during the transition period.

References

Central Bureau of Statistics (CBS), Nepal. (2008). *Nepal labour force survey 2008*. Government of Nepal.

Central Bureau of Statistics (CBS), Nepal. (2018). *Nepal labour force survey 2017/18*. Government of Nepal.

Central Bureau of Statistics (CBS), Nepal. (2022). *National population and housing census 2021*. Government of Nepal.

Central Bureau of Statistics (CBS), Nepal. (2022/23). *Nepal living standards survey V*. Government of Nepal.

Government of Nepal, Ministry of Industry, Commerce and Supplies. (2023). *Nepal trade integration strategy 2023*. Government of Nepal.

International Labour Organization. (2022–2024). *Nepal labour market and decent work country reports*. ILO.

National Planning Commission (2020), Effect of COVID19 Pandemic on Foreign Employment and Its Impact on the Economy of Nepal, A Study Report

National Planning Commission. (2023). *Integrated national social protection framework*. Government of Nepal.

National Planning Commission. (2024). *Sixteenth five-year plan (FY 2024/25–2028/29)*. Government of Nepal.

Phuyal, R. K. (2020). A brief policy mapping and analysis of social security programs in Nepal. Transformative Social Study, COCAP, 10(1), 1–21.

Phuyal, R.K. (2024). Nepal's Social Protection and Its Policy Alignment with Development Planning and SDGs: Emphasis on the 16th Plan. Journal of Social Protection, Volume 4, 1-16.

United Nations Committee for Development Policy. (2024). *Nepal LDC graduation review and recommendation report*. United Nations.

United Nations Conference on Trade and Development. (2022–2023). *Implications of LDC graduation for trade preferences and development financing*. UNCTAD.

प्रसारण सञ्जालको दशक बनोस् ८० को दशक

✍ डा. विष्णुप्रसाद गौतम[१]

परिचय

नेपालको विद्युत् क्षेत्र पछिल्ला दुई दशकमा उल्लेखनीय रूपमा अघि बढेको छ। निजी क्षेत्रको सक्रिय सहभागिताले साना तथा मध्यम आकारका जलविद्युत् आयोजनाहरू देशभर फैलिएका छन्। उत्पादन क्षमतामा आएको वृद्धि उत्साहजनक छ र यसले ऊर्जा क्षेत्रमा आत्मविश्वास बढाएको छ। विद्युत क्षेत्र वर्तमान समयमा नेपालको अर्थतन्त्रको इन्जिन बनेको छ। विद्युतीकरणको विस्तार गौरवपूर्ण छ। विद्युतको केही न केही तहको पहुँच झण्डै शत प्रतिशत जनसंख्यामा पुग्न लागेको छ। तर उत्पादन र पहुँचमा उत्साहजनक विकास हुँदै गर्दा प्रसारण प्रणालीको विकास भने उत्साहप्रद छैन। प्रसारण प्रणालीको विकास नभएको होइन तर विकास र विस्तारको यथास्थितिको सोचमा आमूल परिवर्तन गर्नु जरूरी छ। यो लेखमा प्रसारण पूर्वाधार सम्बन्धी विविध आयामहरूको चर्चा गर्दै २०८० को दशकलाई प्रसारण सञ्जालको दशक बनाउने दिशामा जुट्नका लागि आह्वान गरिएको छ।

प्रसारण सञ्जालः पूर्वाधारको पनि पूर्वाधार

पछिल्ला तीन दशकमा नेपालले सडकको विकास र विस्तारमा ठूलो लगानी गरेको छ। देशको भूगोल र जनसंख्यालाई विकास र आधुनिकतामा जोड्नको लागि सडक सञ्जाललाई अपरिहार्य पूर्वाधारको रूपमा अत्यन्त महत्त्वका साथ अगाडि बढाइएको छ। विकास र समृद्धिका लागि चाहिने उद्योग, ऊर्जा लगायतका पूर्वाधारहरू विकासका लागि सडक पूर्वाधारको पनि पूर्वाधार हो भन्ने पुष्टि भएको छ। जनता तथा सामग्रीले यात्रा गर्नका लागि सडक अपरिहार्य भएजस्तै विकास र समृद्धिको संवाहकको रूपमा विद्युतले यात्रा गर्ने मार्ग पनि अनिवार्य छ। कुनै एउटा उत्पादन केन्द्रको विद्युतलाई प्रणालीमा जोड्नका लागि अथवा कुनै एउटा विद्युत खपत केन्द्रसम्म बिजुली पुऱ्याउनका लागि तत्कालको गर्जो टार्ने एउटा लाइनको रूपमा मात्रै ग्रहण गरिनुले पूर्वाधारको अवधारणालाई आत्मसात गर्न सक्तैन। पूर्वाधार हुनुको नाताले यसको विकास अन्य थुप्रै प्रणाली तथा अंगहरूको विकासभन्दा पूर्ववत गर्नु जरूरी हुन्छ।

कुखुरा पहिले कि अण्डा पहिले भन्ने मनोविज्ञान ठूलो चुनौती

नेपालको ऊर्जा क्षेत्रमा लामो समयदेखि दोहोरिँदै आएको एउटा समस्या छ, पहिले विद्युत् आयोजना बनाउने कि पहिले प्रसारण लाइन? उत्पादनलाई समग्रतामा हेर्ने हो भने कुनै निश्चित क्षमताको उत्पादन केन्द्र विकास गर्ने लगानीको तुलनामा प्रसारण गर्ने संरचना विकास गर्नु सामान्यतया दश प्रतिशतभन्दा कम लगानीको विषय हो। निर्माणका जटिलता तथा अवधिका विषय पनि त्यसरी नै आँकलन गर्न सकिन्छ। जग्गा प्राप्ति, वनको स्वीकृति लगायतका तमाम समस्या हुन्छन् तर ती समस्या दुवैमा लागू हुन्छन्। तर प्रसारण लाइनलाई जलविद्युत केन्द्रको निर्माण सम्पन्न हुने बेलामा मात्र सम्पन्न गर्नुपर्छ भन्ने हिसाबमा तयारी गरिन्छ। अझ दुखको कुरा, थुप्रै आयोजनाहरूमा विद्युत केन्द्रको निर्माण सम्पन्न भइसक्दा पनि प्रसारण लाइन निर्माण भएनन्। १११ मेगावाटको

१ लेखक जलविद्युत् परामर्शदाता हुनुहुन्छ -- सम्पादक

रसुवागढी, सान्जेन लगायतका थुप्रै परियोजनाहरूले यस्तो नियति भोग्नुपरेको हो। अर्ब रूपैंया लगानीको विद्युत केन्द्रले त्यसको केही अंशमा बन्न सक्ने प्रसारण लाइनलाई कुरेर उपयोगविहीन भई बस्नुपरेका तमाम उदाहरणहरू छन्। उता उत्पादन केन्द्रहरूले उत्पादन गर्ने क्षमता राख्छन्, यता बिजुलीको उत्कट माग छ तर हिंड्ने बाटोको अभावमा उत्पादन केन्द्रहरू आंशिक क्षमतामा चल्न वाध्य भइरहेका छन्। र दुखको कुरा यसरी उत्पादन गर्ने क्षमता भएर पनि उत्पादन गर्न नपाएको विषय आम जनले बुझ्ने गरी उल्लेख्य रूपमा प्रचार समेत भएको छैन। उत्पादन केन्द्र र प्रसारण लाइनमा कुनै एकले केही समय उपयोगविहीन भएर बस्नु नै छ भने प्रसारण लाइन बस्नु नै प्राकृतिक कुरा हुन्छ। जसरी सडकको लगानी पहिल्यै गरिन्छ अनि मात्र उद्योग, होटेल, मनोरञ्जन स्थल आदि बन्छन्, त्यसरी नै बिजुली बहने मार्ग पहिल्यै बन्नुपर्छ, भविष्यका लागि बन्नुपर्छ। तर उत्पादन केन्द्र उपयोगविहीन हुनु चाहिं गम्भीर विषय हो। उत्पादन केन्द्र र प्रसारणबीच समन्वयको अभावले आयोजनाको ठूलो लगानी उपयोगविहीन भई वित्तीय प्रतिफलमा ढिलाइ हुन्छ। सँगै सम्पन्न हुन सक्दा राम्रो, तर अघिपछि हुने हो भने उत्पादन केन्द्रभन्दा प्रसारण लाइन पहिल्यै सम्पन्न हुनुपर्छ।

विद्युतीकरणको विस्तारमा हिजोको सोच बदलौं

हिजोको दिनमा बिजुली भनेको बत्ती भन्ने सोच प्रधान थियो। आज पनि देशका केही भागमा यही नियति कायम छ। र यो सोचको गम्भीर मारमा परेको छ, हाम्रो विद्युतीकरण विस्तारको सोच। यसैपनि देशले समयमा परियोजना सम्पन्न नहुने समस्याको ठूलो मार खेपेको छ। वर्षौंको अलमलपछि धेरै ढिलो गरेर सुर्खेतसम्म १३२ केभीको प्रसारण लाइन पुगेको छ। हिजोको विकासक्षेत्रको केन्द्र अनि आजको प्रदेश राजधानी सुर्खेतमा यति ढिलो गरी १३२ केभी पुग्नुलाई उत्सवको रूपमा लिनुपर्ने हाम्रो नियति छ। जबकि यो समयमा हुम्लामा १३२ केभी पुगिसकेको हुनुपर्थ्यो। तर हुम्लामा १३२ केभी भन्नु हास्यास्पद ठानिन सक्छ। प्राविधिक हिसाबले सामान्यतया ५० किलोमिटरभन्दा बढी नलैजाने ३३ केभीको लाइन कोहलपुरबाट सुर्खेत, दैलेख, कालिकोट, जुम्ला, मुगु हुँदै ३०० किलोमिटर हाराहारीको दुरीमा हुम्लासम्म विस्तार हुँदै छ। बिजुली नै नपुगेको हुम्लामा ३३ केभी लाइन पुग्नु मात्रै पनि असाध्यै रोमाञ्चक सुनिन्छ त्यहाँका जनताका लागि। तर नेपालको आन्तरिक खपत बढाउने विभिन्न सोचहरू प्रवाह भइरहँदा प्रसारण लाइनमा हिजोकै अवधारणा कायम राखेर हामी कहाँ पुगौंला? हुम्लाको सिमिकोट राष्ट्रिय सडक सञ्जालमा जोडिएको २ वर्ष हुँदै छ। हिजो एक सिलिण्डर ग्यासको रू. ८-९ हजार सम्म तिर्नुपरेका हुम्लीहरूलाई सडक पुगेपछि रू. २५००-३००० मा सिलिण्डर पाउँदा एकखालको चमत्कार भएको छ। आयातित ग्यासको साम्राज्य विस्तार हुँदो छ। तर के राष्ट्रिय महत्त्वका साथ सडक सञ्जाल पुऱ्याएजस्तै प्रसारण लाइनमा नयाँ मानक बनाएर नयाँ राष्ट्रिय महत्त्व तय गरेर विकास गर्ने हो भने हुम्लाजस्ता जिल्लालाई ग्यास बाल्नै नपर्ने गरी विद्युतीय चुलोमा रूपान्तरण गर्न नसकिंदो हो? के हुम्ला वा मुगुले हिजोका कैयौं जिल्लाको नियति जस्तै "पहिला गुजारामुखी बिजुली अनि बिस्तारै मात्र गुणस्तरीय बिजुली" भन्ने लामो बाटो नै हिंड्नु जरूरी छ र ? अथवा गुणस्तरीय बिजुलीका लागि पालोमा पर्खेर पछाडि नै हुनुपर्ने कुनै कारण छ? ऊर्जा विकासमा नयाँ अवधारणा लागू गर्न ढिला भइसकेको छ। शत प्रतिशत जनतालाई विद्युतीकरण गर्ने एजेण्डामा केन्द्रित हुँदा गुणस्तरलाई उपेक्षा गर्नु उपयुक्त हुँदैन। भोल्टेजको समस्या, हावाहुरीको समस्या सधै खेपिरहनुपर्ने नियति बन्नु हुँदैन। हुम्ला वा मुस्ताङले चिसो जिल्ला भन्ने परिचय मात्र बोक्नु सट्टा कोठादेखि पानी तताउने सुविधासहितका आवास र होटेलहरू छन् भन्ने नयाँ परिचय बोक्नुपर्ने छ। प्रसारण लाइनको विस्तारको गति हिजोकै जस्तो ढिलो नै हुन्छ भन्ने सोचबाट मुक्त हुनुपर्छ। सडक सञ्जालको लोभलाग्दो विस्तारले प्रसारण लाइनको अभूतपूर्व विस्तारको लागि उल्लेख्य सहजीकरण गरेको छ। खाँचो छ त केवल हाम्रो सोचमा परिवर्तनको। कैयौं जनप्रतिनिधिहरूलाई गुणस्तरीय विद्युतको विस्तारको छनोट नै थाहा छैन त्यसैले विद्युतीकरणको मागमा बढ्ता जोड दिनु स्वाभाविक होला, तर

प्राविधिक पाटो बुझेकाहरूले उहाँहरूको मागलाई यथारूपमा ग्रहण गर्ने भन्दा पनि प्राविधिक रूपमा उत्कृष्ट उपायहरू सुझाउनु उपयुक्त हुन्छ। सुर्खेत, जुम्ला, मुस्ताङ जस्ता स्थानहरूमा न्युनतम कति भोल्टेजको बिजुली उपयुक्त हुने हो? हाम्रा प्रसारण भोल्टेज र वितरण भोल्टेजको परिभाषा बदल्नुपर्ने बेला आएको छ। हिजोका ३ दशकमा पूर्वाधार क्षेत्रको सबैभन्दा ठूलो ध्यान सडकमा केन्द्रित गरेजस्तै अबको १ दशक प्रसारण पूर्वाधारको लगानीमा व्यापक जोड दिनु उपयुक्त देखिन्छ। जनप्रतिनिधिहरूले पनि प्रसारण सञ्जालको विस्तारलाई प्राथमिक विषय बनाउनु अपरिहार्य देखिन्छ।

लामो दूरीमा कम भोल्टेज प्रयोगले ठूलो परिमाणमा बिजुली खेर

भोल्टेज घट्ने र प्रणाली अस्थिर हुने समस्याका साथसाथै कम भोल्टेजमा लामो दूरीसम्म प्रसारण गर्दा ऊर्जा नोक्सानी उल्लेखनीय रूपमा बढ्छ। प्रणालीगत नोक्सानको कारण उत्पादित बिजुली सयकडा दश भन्दा बढी नोक्सान भइरहेको छ। आजको गर्जो मात्र टार्ने विकास गर्दा दीर्घकालसम्म निरन्तर यस्तो नोक्सान भइ नै रहेको हुन्छ। ऊर्जा उत्पादकहरूले बेच्ने बिजुलीमा पनि यस्तो नोक्सान उल्लेख्य भइरहेको छ भने विद्युत वितरण संजालबाट पनि उल्लेख्य नोक्सान भइरहेको छ। हाम्रो खपत बढ्दै जाँदा यस्तो नोक्सानको परिमाण पनि बढ्दै जान्छ। यस्तो नोक्सान आर्थिक मात्र नभई प्राविधिक तथा वातावरणीय दृष्टिबाट समेत अनुचित छ। गुणस्तरीय बिजुलीको अभावमा उपभोक्ता, उद्योग, कलकारखानाहरूले ठूलो अप्रत्यक्ष मार खेप्नु परिरहेको हुन्छ। जुम्लामा एक्स-रे लगायतका उपकरणहरू भएर पनि चलाउन नपाएका समाचारहरू बग्रेल्ती सुनिन्छन्।

परियोजना-पिच्छे लाइनको सट्टा एकीकृत दृष्टिकोणको खाँचो

जलविद्युतको विकासमा लाइसेन्स खुला गरेर निजी क्षेत्रलाई विकासमा सहभागी गराउँदा ठूलो उपलब्धि हासिल भएको छ। तर निजी क्षेत्रमार्फत हुने विकासको एउटा ठूलो समस्या खण्डीकृत विकास हो। आज एउटै नदी करिडोरमा ४–६ वटासम्म छुट्टाछुट्टै प्रसारण लाइनहरू बन्न पुगेका छन्। प्रत्येक जलविद्युत् आयोजनाले आफ्नै प्रसारण लाइन निर्माण गरेको छ। नदी कोरिडोर र आसपासका पाखाहरू तारै-तारले ओगटेको स्थिति छ। नयाँ लाइन तथा नयाँ संरचना विकास गर्नलाई जग्गा उपलब्ध हुन गाह्रो भएको छ। टावर, तार आदिमा दोहोरो खर्च भएको छ भने सबै परियोजनाले उही प्रक्रिया दोहोऱ्याउनु पर्दा प्रशासनिक लागत पनि उत्तिकै खर्च भएको छ। सुन्दर पहाड र हिमालको फोटो खिचौं भन्दा तारले डिस्टर्ब गर्ने गरी वातावरणीय असर समेत परेको छ।

निजी विकासकर्ताले आफ्नो आयोजना न्यूनतम लागतमा ग्रिडसँग जोड्ने प्रयास गर्नु एकदम स्वाभाविक हो। उनीहरूले भविष्यका आयोजनाहरूका लागि अतिरिक्त क्षमतामा लगानी गर्ने कुरा भएन। एउटा कोरिडोरका ५ वटा परियोजनाको लागि ठूलो भोल्टेजको एकीकृत लाइन भएको भए जति लागत शेयर गर्नुपर्थ्यो, एक्लैले सानो भोल्टेजको लाइन बनाउँदा त्यो भन्दा बढी लागत तिर्नुपर्ने र तारमा २-३ प्रतिशतको सट्टा १० प्रतिशतसम्म बिजुली खेर जाने स्थिति छ। यो अवस्थाले स्पष्ट रूपमा के सन्देश दिन्छ भने प्रसारण सञ्जालको विकास एकीकृत ढंगले गरिनुपर्छ। विद्यमान अभ्यासले खण्डित समाधानलाई प्रोत्साहन गरिरहेकोमा नीतिगत सुधार मार्फत राज्य आफैले वा निजी क्षेत्रलाई उत्प्रेरित गरेर दीर्घकालीन र योजनाबद्ध प्रसारण सञ्जाल विकास गर्नु आवश्यक छ। एकपटक साना संरचना बनेपछि त्यसलाई सुधार्न वा विस्तार गर्न गाह्रो हुन्छ, जसले प्रणालीलाई दीर्घकालीन रूपमा अड्काइदिन्छ।

आकांक्षा सही तर वस्तुगत उपायको खाँचो

नेपालको ऊर्जा बहसमा तीनवटा कुरा बारम्बार दोहोरिन्छन् - विद्युतको आन्तरिक खपत वृद्धि, औद्योगिकीकरण, र ऊर्जा निर्यात। तर यी तीनै लक्ष्यहरू प्राप्त गर्ने दिशामा हलो अड्काएको विषय भनेको प्रसारण पूर्वाधारको यथेष्ट

विकास हो भन्नेमा पर्याप्त ध्यान पुगेको छैन। सबैले विद्युतीय चुलो प्रयोग गर्दा धान्न नसक्ने प्रसारण तथा वितरण प्रणाली विद्यमान रहेमा विद्युतीय चुलोको प्रचार-प्रसार गरेर मात्र वा अनुदानमा बाँडेर मात्र विद्युतीय चुलो तथा आन्तरिक खपत उल्लेख्य वृद्धि हुँदैन। उद्योगहरूलाई भरपर्दो र पर्याप्त क्षमताको विद्युत् उपलब्ध हुँदैन भने खपत वृद्धि सम्भव हुँदैन। ऊर्जा निर्यात गर्न उच्च भोल्टेज र स्थिर ग्रिड आवश्यक हुन्छ। आन्तरिक प्रसारण प्रणाली कमजोर हुँदा निर्यातको सम्भावना पनि सीमित हुन्छ। त्यसैले आन्तरिक खपत, व्यापक औद्योगिकीकरण तथा विद्युत निर्यातका हाम्रा आकांक्षा र लक्ष्यहरू हासिल गर्नका लागि प्रसारण संजालको व्यापक विकास र विस्तार गर्ने कुरा आधारभूत खुड्किलो हो।

हालसम्म धैरै प्रसारण योजनाहरू उत्पादन पक्षबाट निर्देशित भएका छन्। तर दिगो रूपमा खपत बढाउन माग (load) केन्द्रहरूलाई पनि ध्यानमा राखेर योजना बनाउनुपर्ने आवश्यकता छ। राष्ट्रिय प्रसारण सञ्जालमा नदी बेसिन (आपूर्ति) लाई ध्यानमा राखियो तर विशाल ऊर्जा खपत गर्न सक्ने उद्योग, कल-कारखाना, औद्योगिक क्षेत्र (माग) लाई परिकल्पना गर्न चुकेको प्रतीत हुन्छ। प्रसारण प्रणालीले केवल उत्पादनलाई पछ्याउने होइन, माग सिर्जना गर्ने पूर्वाधार को रूपमा पनि काम गर्नुपर्छ। मजबुत प्रसारणले उद्योग, शहर र आर्थिक गतिविधिको स्थान निर्धारण गर्दै समग्र विकासको दिशा निर्धारण गर्न सहयोग गर्छ।

"आधारभूत" र "भरपर्दो" गरी दुई वर्गको विद्युतीकरण अभ्यास

एकातिर सबै जनतालाई आधारभूत विद्युतीकरणमा जोड्न ढिला भइसकेको छ भने अर्कोतिर भरपर्दो विद्युतीकरणको विस्तार नयाँ शिराबाट गर्नुपर्ने छ। यसका लागि खानेपानी क्षेत्रको एउटा सन्दर्भ लिन सकिन्छ। उक्त क्षेत्रमा आधारभूत खानेपानीको उपलब्धता र सुरक्षित खानेपानीको उपलब्धता गरी दुई किसिमका तथ्याङ्क छन्, दुई किसिमका कार्यसूची र प्राथमिकता छन्। विद्युतीकरणलाई पनि आधारभूत विद्युत पुगेको जनसंख्या र भरपर्दो विद्युत पुगेको जनसंख्या गरी दुई वर्गमा बाँडेर नयाँ अभियान चलाउनु उपयुक्त हुन्छ। वितरणका दुई किसिमका सञ्जाल नक्शा बनाएर कार्यान्वयन गर्दै जानु उपयुक्त हुन्छ। पुरानो सञ्जाललाई क्रमिक रूपमा मर्मत र स्तरोन्नति गर्ने शैलीको सट्टा भरपर्दो सञ्जालको नयाँ परियोजना लागू गरेर रणनैतिक विस्तारको दिशामा जानु सही अभियान हुनेछ।

निष्कर्ष

नेपालको ऊर्जा क्षेत्र अहिले महत्त्वपूर्ण मोडमा छ। उत्पादनमा भएको प्रगति प्रशंसनीय भए पनि त्यसको पूर्ण लाभ लिन प्रसारण प्रणालीलाई नितान्त नयाँ दृष्टिकोणबाट विकास गर्न आवश्यक छ। प्रसारणलाई दुई विन्दुबीचको लाइनका रूपमा मात्र नभई विद्युतको अविच्छिन्न संजालका रूपमा हेरिनुपर्छ। बिजुली विकास र समृद्धिको जननी हो भने प्रसारण लाइन पूर्वाधारहरूको पनि पूर्वाधार हो। प्रसारण लाइनको विकास भविष्यको माग र आपूर्तिलाई परिकल्पना गरेर एकीकृत ढंगले गरिनुपर्छ। प्रसारण लाइनलाई विकासको मेरुदण्डका रूपमा बुझ्नुपर्छ। यो मेरुदण्डले उत्पादन मात्र होइन, माग र समग्र आर्थिक विकासलाई पनि जोड्नुपर्छ। विद्युत उत्पादनमा उल्लेख्य वृद्धि गर्न, विद्युतको आन्तरिक खपत बढाउँदै हरित ऊर्जामार्फत विकास र समृद्धि हासिल गर्न, नोक्सानी कम गर्दै ऊर्जा दक्षता वृद्धि गर्न, प्रचुर मात्रामा बिजुली निकालेर ऊर्जा विनिमय एवम् निर्यात गर्न, माग र आपूर्तिको सन्तुलन कायम गर्दै विश्वसनीय प्रणाली स्थापना गर्न तथा न्यूनतम वातावरणीय असर सुनिश्चित गर्नका लागि प्रसारण सञ्जालको व्यापक विकास र विस्तार गर्नु अबको राष्ट्रिय कार्यदिशा हुनुपर्छ। चालु दशकलाई प्रसारण सञ्जाल विकास एवम् विस्तारको दशक भन्न मिल्ने गरी लाग्नुपर्ने देखिन्छ। सिर्जनशील एवम् मौलिक चिन्तन गर्दै आवश्यक सबैखाले कानुनी, नीतिगत, आर्थिक, व्यवहारिक तथा उत्प्रेरक उपायहरू अपनाएर प्रसारण सञ्जालको व्यापक विकास गरौं।

Electricity Tariff Setting: Simple Mathematics as Well as Reasonable Judgment

✍ **Sher Singh Bhat**[1]

The process of determining electricity tariff is generally understood as a numeric exercise only based on available financial data. However, the process of determining electricity tariff is not only the mathematics of available financial data, but also a reasonable judgment in real practice. Therefore, the entire exercise of electricity tariff setting encompasses two aspects, i.e. the mathematics of financial data as well as reasonable judgment using judicious wisdom.

1. Stage 1: Mathematics of Financial Statistics

While filing a tariff case, applicant distribution licensee is required to submit following four types of information along with the application:

(a) Consumer Grouping

Tariff case application should propose classification of electricity consumers by segregating them into various groups according to the sector of use of electricity and/or the voltage level of the consumer connection.

(b) Energy Accounts

Tariff case application should submit the projected energy account for the year in reference detailing quantum of electrical energy available from each type of source, quantum of electricity sale to each consumer group, system losses, annual system peak demand and contribution of each consumer group in the system peak demand.

(c) Cost Accounts

Tariff case application should submit the projected cost account of the applicant licensee for the year in reference detailing the costs segregated into expenses related to creation of infrastructure, expenses related to operation and maintenance of infrastructure (including staff and office management), and expenses related to customer service. Based on this cost account, applicant must also mention the projected annual required revenue (ARR).

1 The writer is senior expert of electrification, and former Deputy CEO of Nepal Electricity Authority (M 9851038540) . -- Editors

(d) Revenue Account

Tariff case application should submit the projected revenue account for the year along with the mention of aggregate revenue to be collected along with its breakdown as revenue to be collected from each group of consumers. The aggregate revenue and revenue to be collected from each consumer group should be further segregated into annual revenue amount in lieu of expenses related to creation of infrastructure and in lieu of expenses those related to operation and maintenance (including staff and office management) clubbed together with customer service. Thus, projected revenue account submitted by tariff applicant licensee converges to annual revenue required to be collected from each group of consumers but segregated in lieu of creation of infrastructure, in lieu of operation and maintenance of infrastructure (including staff and office management) and in lieu of customer services. Annual required revenue pertaining to creation of infrastructure is then correlated with peak demand while annual required revenue pertaining to operation and maintenance of infrastructure (including staff and office management) and customer service clubbed together is correlated with energy consumption of the group. It is now mathematically possible to determine:

i. Demand charge Rs /kW applicable to individual consumer of each group by prorating required revenue of group pertaining to creation of infrastructure with contribution of the group in the annual system peak demand.

ii. Energy charge Rs/kWh applicable to individual consumer of each group by prorating the required revenue from the group pertaining to operation and maintenance of infrastructure (including staff and office management) and customer service with energy consumption of the group.

But however, simple mathematics of projected accounts may result in very unreasonable and unacceptable figures of demand charge and energy charge. For example, directly correlating the costs related to creation of infrastructure with demand charge and other remaining costs with energy charge might result in wide difference in demand charge and energy charge. There might be situation where demand charge and energy charge constitute 80% and 20% of total tariff respectively. In that case, if a household consumer is on holidays tour for almost a month with no electricity consumption at his/her house, even then he/she will be subjected to a monthly electricity bill of about 80% of bill of the normal month. Such demand and energy charge figures are very unreasonable and need to be balanced using judicious judgment by the regulator. This might require a reallocation of few liminal costs from creation of infrastructure to costs related to operation and maintenance and consumer services with reasonable judgment. So, the use of reasonable judgment applies from the point of reallocation of liminal costs so that demand related costs (required revenue) and energy related costs (required revenue) are not too apart. Mathematics of energy, costs and revenue accounts is dominated by judicious wisdom of judgment from this point onwards in

determining the tariff rates.

2. Reasonable Judgment using Judicious Wisdom

Once the demand related costs and energy related costs are reallocated using reasonable judgment, annual required revenue segregated into demand related revenue and energy related revenue is available. Now these aggregate demand related revenue and energy related revenues are to be allocated in various groups of consumers normally according to their projected contribution in peak demand and projected energy consumption.

But again, the demand-related and energy-related revenue allocation to different consumer groups based on mathematics of energy account, i.e. contribution in peak demand and projected energy consumption by the group might result in figures of demand and energy charges unreasonable for few of the consumer groups. For example, a consumer group with very high contribution in peak demand but below average energy consumption might be subjected to very high group demand charge compared to group energy charge. In such cases, the demand related revenue and energy related revenue required from that consumer group only may have to be readjusted using judicious and reasonable judgment ensuring that the demand charge and energy charge for the consumers of a particular group are not too apart.

With above exercises, we have figures of demand charge and energy charge available for consumers of all groups. But these figures may not be socially justified in context of affordability of different consumer classes. Similarly, these figures may not address the demand side requirements of system i.e., encouraging or discouraging higher levels of consumption as well as the time of the day or seasonal use of electricity.

2.1 Addressing Affordability for Social Justice

Residential or household consumer group includes lifeline consumers that do not afford electricity at normal tariff rates. In case of electricity, affordability is reflected through the level of consumption i.e. affordability levels up with increasing level of consumption. Considering this reflection of affordability, consumers of residential or household group are further divided into sub-groups with increasing levels of consumption and tariff rates of sub-groups are set in increasing slabs. But however, the affordable tariff rate fixed for low income or low consumption sub-group has direct impact on the total revenue projected to be collected from the residential group. The revenue so reduced is either to be compensated by the government as subsidy or to be recovered from other sub-groups or groups as cross-subsidy. Since affordability is the major factor of reasonable and judicial judgment in setting tariff for low income or lower consuming consumers, it is worthwhile to understand affordability in the context of electricity consumers.

“Electricity Affordability” refers to the extent the electricity bill hits the pocket of consumer i.e. causes burden on household income. It is measured in the percentage

of household income spent on electricity termed as "**Energy Burden"**. Generally, the threshold value is set for energy burden and energy burden of individual consumers is assessed by comparing the actual burden with threshold value. Since Nepalese household consumers use a mix of energy sources, i.e. electricity, LPG, biogas, biomass and direct solar heating, we will focus on electricity burden instead of energy burden. There have been many studies over the years on general and country specific energy burden as follows:

(a) Study conducted by **Bordman** in 1991 exposed 10% as the Energy Burden Threshold for UK. This figure is twice the median energy expenditure of the 30% lowest-income households in UK to maintain living temperature of 21 ºC.

(b) Study conducted by **Colton** in 2011 exposed that the energy burden threshold should be 6% considering that the housing costs of households should not exceed 30% of their monthly income and energy costs should not exceed 20% of housing costs.

(c) Under their study in 2018, **Cook and Shah** classified households based on energy burden as follows:

i. "Energy Stressed Households" those having energy burden 4 –7%.

ii. "Energy Burdened Households" those having energy burden 7–10%.

iii. " Energy Impoverished Households" those having energy above 10%.

(d) In 2020, **Drehobl** classified Energy Burden levels >6% as "high" and >10% as "severe".

(e) Winkler conducted a study on energy burdens for few countries and mentioned his findings as follows:

i. Energy Burden level of Brazil 3.4% ,

ii. Energy Burden level of South Africa 4.7% (3.7% in urban areas) and

iii. Energy Burden level of Bangladesh 8% (11% in urban areas).

(f) In 2015, DeCico mentioned indicated that doubling the energy bill for lower income households and tripling energy for higher-income households in US was unaffordable.

But all above mentions are for total energy expense of household not electricity only. No such study on "Electricity Burden" or "Energy Burden" has been conducted for Nepalese households. A detailed research on "Electricity Burden" and "Energy Burden" of Nepalese households through collection of primary information is needful. For now, let us explore to calculate " Electricity Burden" of Nepalese households based on aggregate secondary information.

(a) Considering that current per capita income of Nepal is USD 1450 (ranging 1447 to 1456) and average household size as 4.37 (pursuant to National Population Census 2021), average monthly income of a Nepalese family is Rs 78520 @ 1 USD as Rs 148.7 (on April 7,2026).

(b) Considering per capita annual electricity consumption as 450 kWh, average electricity consumption of family is 1966.5 kWh per year or 168.4 kWh per month. Accordingly monthly electricity bill for 168.4 kWh with current tariff rates is Rs 1506.

(c) Based on (a) and (b) above, average monthly expense of a household on electricity is Rs 1506 and electricity burden is 1.91 %.

Electricity affordability calculated above from figures of per capita income and per capita electricity consumption is indicative not reflective in case of household consumers as this includes consumption of other consumer groups including the industrial. But however, if 1.91 % is set as electricity burden i.e. affordability then limit of electricity bill for family with one earning member earning only minimum monthly wage Rs 19000 is Rs 362.90 which is worth 47 kWh of monthly consumption at current tariff rates. If the same consumer shifts to electric cooking with additional 100 units of consumption, monthly expense on energy will be Rs 1306.50 as electricity bill for 147 kWh and "Energy Burden" will be 6.87%. This indicates that with monthly electricity bill of Rs 1306.5 , lowest earning family can shift to electricity cooking with energy burden of 6.87%. ERC, with appropriate study, can fix thresholds for electricity burden and can set electricity tariff rate to demonstrate that energy burden of households at applicable electricity tariff rates makes it affordable for lowest earning households to switch to e-cooking.

2.2 Addressing System Requirements

System has three fundamental demand side requirements considering the tariff:

(a) Consumers, considering their energy bill, should lower the consumption during peak demand hours and increase consumption during off-peak hours. This can be addressed by Time of the Day (TOD) tariff structure.

(b) Consumers, considering their energy bill, should consume less electricity during winter and dry season and consume high during monsoon season. This can be addressed by introducing seasonal tariff structure.

(c) Consumers, considering their energy bill in progression of consumption, should be encouraged to consume more. This can be addressed by decreasing tariff rates after certain base level of consumption.

Regulator cannot expect a radical tariff proposal from applicant licensee as licensees are history based. Regulator can use judicious wisdom and work out with experts on radical changes on tariff structure including regrouping the consumers in minimum number of groups.

Adjudicating Electricity Disputes in Nepal: Framework, Global Lessons, and the Road Ahead for ERC

✍ **Santosh Parajuli**[1]

Abstract

The Electricity Regulatory Commission (ERC) of Nepal, pursuant to Electricity Regulatory Commission Act 2017 exercises quasi-judicial authority to resolve disputes arising in the electricity sector — between licensees, and between licensees and consumers. The enactment of the ERC Dispute Resolution Bylaws 2082 marks a significant step toward systematizing this function. This article examines the legal architecture of ERC's dispute resolution mechanism, draws on the experiences of India, Sri Lanka, and the United Kingdom to identify leading practices, and argues that Nepal's next frontier lies in establishing a dedicated consumer grievance redressal forum, an independent Ombudsman, and strengthening enforcement mechanisms. Closing these gaps will position ERC as a credible, consumer-centric regulator befitting Nepal's growing electricity sector.

I. Introduction

Nepal's electricity sector is undergoing a transformative phase. With an installed generation capacity exceeding 4,086 MW[2], an expanding transmission infrastructure, and a growing number of independent power producers, commercial and legal relationships within the sector have grown correspondingly complex. Disputes over power purchase agreements, tariff determinations, service area demarcation, consumer billing, and compensation for supply failures have now started to become a structural feature of the industry — not an exception.

Against this backdrop, the Electricity Regulatory Commission stands as the primary quasi-judicial authority for resolving electricity disputes in Nepal. Established under the Electricity Regulatory Commission Act 2074 (ERC Act), Section 18 confers upon the Commission the authority to adjudicate disputes between electricity licenses and claims by consumers or affected parties where a licensee's decision is unsatisfactory or compensation is sought for losses.

The recent approval of the ERC Dispute Resolution Bylaws 2025, enacted pursuant to Rule 42(1)(b) of the ERC Rules 2018 represents the most significant institutionalization of this function to date. The Bylaws introduce structured procedures for filing,

1 The author is Advocate and Electricity Regulatory Expert. (M 9867151486) -- Editors
2 Nepal Government Strategy on Promotion of Electricity Consumption and Export, Ministry of Energy Water Resource and Irrigation, 2026

registration, counterstatements, rejoinders, bench hearings, decision timelines, error correction, and appeal. This article argues that while the legislative foundation is sound, Nepal's ERC must now focus on operationalizing missing institutional tiers and strengthening enforcement to meet the demands of a maturing electricity market.

II. Legal Architecture: The Three-Tier Escalation Ladder

A. Distinguishing Grievance, Complaint, and Dispute

A recurring source of confusion in regulatory practice and a genuine impediment to effective consumer redress is the conflation of three legally distinct concepts: grievance (गुनासो), complaint (उजुरी), and dispute (विवाद). The ERC framework, read together with the ERC Electricity Consumer Protection Directives 2023, draws clear distinctions.

Grievance is a written, formally structured expression of dissatisfaction pinpointing a specific statutory failure by a licensee. It is the entry point of the escalation ladder and is addressed directly to the licensee's office. A complaint may be oral or written, directed at a specific act or omission, and is filed with the licensee or an intermediate forum. A dispute, by contrast, is a formal quasi-judicial proceeding before the ERC itself involving opposing parties, legal rights or obligations, and culminating in a binding order or award.

This nomenclature has practical significance. The ERC Act's dispute resolution authority under Section 18 is triggered only at the apex of the ladder. Pre-ERC mechanisms, if they exist and function serve as filters, resolving the bulk of consumer dissatisfaction before it reaches formal adjudication. The ERC Dispute Resolution Bylaws 2025 codify this hierarchy and clarify that the ERC's jurisdiction at Tier 3 is reserved for disputes that have survived the lower tiers without resolution.

B. Scope of ERC Jurisdiction

The ERC's adjudicatory jurisdiction covers two broad categories. Category 1 encompasses inter-licensee disputes in electricity matters such as conflicts over transmission access, power purchase obligations, service area boundaries, and license conditions. Category 2 covers claims by consumers or affected parties where a licensee's decision is unsatisfactory, or where compensation is sought for loss arising from a licensee's act or omission.

Notably, certain disputes fall outside ERC's jurisdiction. Financial disputes between generators and their lending consortia such as loan default or financial closure disagreements are not electricity disputes between licensees and must be resolved through commercial courts or contractual arbitration. Similarly, abuse of dominant position by a state-owned entity such as the Nepal Electricity Authority, while commercially significant, may require specialized competition law analysis that goes beyond ERC's current regulatory mandate. These boundary questions are important for practitioners and regulators alike.

C. The Procedure Under Dispute Resolution Bylaws 2082

The Bylaws 2082 establish a clear, sequential procedure for dispute resolution. Before filing any complaint with ERC, the aggrieved party must first attempt mutual settlement by giving at least 15 days' written notice to the other party. This mandatory pre-filing step signals that adjudication is a last resort not an early resort.

Upon filing in Schedule 1 format, accompanied by notarized evidence and the requisite service fee (waived entirely for domestic consumers), ERC registers the complaint and assigns a case number. The defendant is notified within 5 working days and must file a counterstatement within 15 days, using Schedule 7 format, accepting or denying each claim. The complainant then has 15 days to file a rejoinder. Extensions of up to 10 days are permitted on valid grounds, but the timeline architecture is designed to prevent indefinite delay.

The Bench (इजलास) — the Commission's sitting for hearings conducts proceedings and may issue interim orders where warranted. A final decision must be issued within 15 days of the conclusion of hearings, and any party dissatisfied with the outcome may appeal to the High Court, Patan, within 35 days. The Bylaws also permit parties to resolve their dispute through mutual agreement at any stage before the final decision, a settlement that, once reduced to writing, is not appealable and carries finality.

Key timelines embedded in the Bylaws reflect an important commitment to expeditious justice, a 90-day overall target under the ERC Act. This is a meaningful distinction from ordinary civil litigation in Nepal, where cases can remain pending for years. The ERC's quasi-judicial function is, by design, intended to be faster, more expert, and less adversarial than court proceedings built under the core principle of Justice Delayed is Justice Denied.

III. The Quasi-Judicial Imperative: Evidence, Analysis, and Natural Justice

The fact that ERC exercises quasi-judicial authority which is not merely administrative discretion but has significant consequences for how disputes must be conducted. Three principles must be taken into consideration in all proceedings.

First, evidence collection must be guided by relevance and sufficiency. The Bylaws require that all submissions be supported by notarised documentary evidence. The ERC Act further empowers the Commission to suo motu call for additional evidence if what has been submitted is incomplete. The standard of proof in regulatory disputes is the balance of probabilities, a standard well below criminal conviction but requiring corroboration of key findings by independent sources wherever feasible.

Second, legal analysis must be rigorous and reasoned. Every order of the ERC must be a 'speaking order' one that clearly articulates the facts found, the evidence relied upon, the law applied, and the remedy granted. Bylaw 26 codifies this requirement. Decisions that merely state conclusions without reasoning are vulnerable on appeal to the High Court and, more importantly, undermine the credibility of the institution. Precedents from prior ERC orders, High Court rulings, and where instructive

comparable decisions from other jurisdictions, must inform the legal analysis.

Third, and foundationally, the rules of natural justice must be scrupulously observed. The principle of audi alteram partem: the right of every party to be heard requires that adequate notice be given of hearings, issues, and evidence relied upon. Decisions on material not disclosed to the affected party are void. The principle of nemo judex in causa sua, that no one shall be a judge in their own cause, requires recusal (act of withdrawing) of any Bench member with a financial, personal, or institutional interest in the outcome. Compliance with these principles is not bureaucratic formality; it is the foundation of the ERC's legitimacy as an adjudicator.

IV. International Leading Practices: What Nepal Can Learn

A. India: Dedicated Consumer Forums and Specialized Appellate Tribunal

India's Electricity Act 2003 established a multi-tier dispute resolution architecture that offers Nepal several instructive lessons. At the inter-state level, the Central Electricity Regulatory Commission (CERC) adjudicates disputes, while State Electricity Regulatory Commissions (SERCs) handle intra-state matters. Above these commissions sits the Appellate Tribunal for Electricity (APTEL), a dedicated appellate body staffed by judicial and technical members that hears challenges to commission orders before any recourse to the Supreme Court.

For consumers, India's framework mandates the establishment of Consumer Grievance Redressal Forums (CGRFs) within each distribution licensee, and independent Electricity Ombudsmen at the state level. These bodies handle the vast majority of consumer complaints, billing disputes, meter issues, wrongful disconnection before they can escalate to the regulatory commission. The practical effect is a dramatic reduction in the workload reaching the SERC, and a dramatically shorter average resolution time for ordinary consumers.

The lesson for Nepal's ERC is direct: the establishment of an equivalent consumer grievance forum as contemplated under Rule 18(c) of ERC Rules, 2018 must be operationalized as a priority. The ERC cannot be the first port of call for every aggrieved electricity consumer in the country.

B. Sri Lanka: Mediation-First, Panel-Based Resolution

The Public Utilities Commission of Sri Lanka (PUCSL), operating under the PUCSL Act No. 35 of 2002 and the Sri Lanka Electricity Act No. 20 of 2009, employs a structured mediation-first model. Upon receiving a dispute notice, the parties are required to meet within 5 to 10 days in the presence of an evaluator. If amicable settlement is reached, it is reduced to writing. If not, a Certificate of Non-Settlement is issued, and the matter is referred to a three-member Panel of Mediators chaired by a PUCSL official and comprising two retired public officers which decides the matter within a defined timeline.

This model is notable for two reasons. First, it keeps the regulatory commission itself

insulated from routine dispute adjudication, reserving its attention for systemic or novel issues. Second, the composition of the panel combining regulatory expertise with public sector experience provides credibility without requiring full judicial apparatus. Nepal could adapt this model for its intermediate tier between licensee-level grievance handling and formal ERC adjudication.

C. United Kingdom: The Independent Ombudsman Standard

The United Kingdom's model, operationalized through Ofgem's licensing framework and the independent Energy Ombudsman, represents the global gold standard for consumer-facing electricity dispute resolution. Consumers who cannot resolve complaints with their energy supplier within eight weeks or who receive a 'deadlock letter' may refer their case free of charge to the Energy Ombudsman. The Ombudsman investigates both sides independently and issues a decision that is legally binding on the energy supplier, including financial awards up to £10,000, requirements for corrective action, and formal apologies.

The independence of the Energy Ombudsman, not part of government, not part of industry, is its defining feature. Its decisions are enforceable without court proceedings. This model has significantly reduced the number of energy disputes reaching the courts and has established a clear accountability norm: licensees must resolve complaints or face independent adjudication.

For Nepal, where the average consumer lacks the resources, knowledge, or time to pursue remedies through formal regulatory proceedings, an independent Ombudsman model even in a modified form calibrated to Nepal's institutional context would represent a transformative step forward.

Table 1: Comparative Overview — Electricity Dispute Resolution

Feature	Nepal (ERC)	India	Sri Lanka	UK
Tiers	2 (ERC → court)	3 (CGRF→ ERC→ APTEL)	3 (Licensee→ Panel→ Court)	3 (Supplier→ Ombudsman→ Court)
Consumer Body	Not yet established	CGRF + Ombudsman	Panel of Mediators	Energy Ombudsman (independent)
Timeline	90 days (ERC Act)	Time-bound per SOP	5–10 days (mediation)	8 weeks + Ombudsman
Cost to Consumer	Service fee (waived for domestic)	Free (CGRF)	Free	Free
Appeal Forum	Patan High Court (35d)	APTEL → Supreme Court	Court	Court

V. Critical Gaps in ERCs Current Framework

Nepal's legislative framework for electricity dispute resolution is, by regional standards,

reasonably well-structured. The ERC Act and the Bylaws 2082 together provide a clear jurisdictional basis, a defined procedural flow, and time-bound decision-making. The gap is not in the law but is in the institutional architecture that the law anticipates but has not yet fully brought into being.

Four critical gaps stand out.

The absence of an intermediate consumer forum is the most significant structural deficiency. The ERC currently operates as both regulator and adjudicator for consumer complaints that escalate beyond the licensee level. In a country where NEA serves millions of residential and commercial consumers, the volume of potential disputes is enormous. Without a mandated, independently functioning Consumer Grievance Redressal Forum at each licensee, and without an Appellate Authority sitting above it, the ERC's adjudicatory bandwidth will be consumed by routine consumer matters rather than complex inter-license or systemic disputes.

Enforcement of ERC orders presents a second structural challenge. The ERC Act does not explicitly vest the Commission with contempt powers equivalent to those of a court of record. While ERC orders are binding and appealable to the High Court, a recalcitrant licensee that fails to comply with a compensation order effectively compels the aggrieved party into further litigation at cost, delay, and uncertainty to enforce what should be a final resolution. Strengthening the enforcement mechanism, whether through explicit contempt-equivalent authority, licensing consequences for non-compliance, or streamlined court enforcement procedures, is essential to giving ERC orders real-world meaning.

The absence of an independent Ombudsman, free to consumers, with binding powers over licenses, is the third gap, as highlighted by the comparative analysis above. The ERC Rules 2018 and ERC Electricity Consumer Protection Directives 2080 signal an awareness of this need. The priority must be operationalizing these frameworks with adequate resources, qualified personnel, and clear procedural rules.

VI. Recommended Reforms for ERC Nepal

Drawing on the foregoing analysis, the following reforms are recommended for ERC Nepal's consideration in the near to medium term.

- **Operationalize the Consumer Grievance Redressal Forum:** Issue binding directives requiring each distribution licensee to establish and adequately resource a functioning consumer grievance forum within a defined timeframe, with mandatory reporting obligations to ERC on case volumes and resolution rates.
- **Establish an Independent Appellate Authority:** The Appellate Authority contemplated under ERC's directive framework should be constituted as an independent body with a fixed-term chairperson of judicial background and technical members drawn from the energy sector. **Its decisions on consumer grievances should be binding on licenses and appealable only on questions of**

law.

- **Strengthen Enforcement Mechanisms:** ERC should explore, with the Ministry of Law and the Attorney General's office, a legislative amendment or executive regulation that provides for direct enforcement of ERC orders including the imposition of license conditions or financial penalties for non-compliance without requiring further court proceedings.
- **Develop a Case Management System:** ERC should invest in digital case management infrastructure, including online complaint registration, case tracking, and decision publication to improve transparency, reduce administrative delays, and build a searchable precedent database.
- **Publish and Disseminate Decisions:** ERC should establish a practice of publishing the summaries of significant decisions. This will build a body of regulatory precedent, signal ERC's standards to licensees, and inform consumers of their rights.
- **Invest in Adjudicatory Capacity:** Commission members and designated ERC officers should receive structured training on evidence law, natural justice principles, and the drafting of speaking orders. Exchange programmes with CERC, PUCSL, and Ofgem would provide valuable benchmarking experience.

VII. Conclusion

The Electricity Regulatory Commission of Nepal has constructed a meaningful legal foundation for dispute resolution in the electricity sector. The ERC Act, the Bylaws 2082, and the ERC Electricity Consumer Protection Directives together represent a coherent framework that, on paper, assigns clear roles and timelines to each actor in the dispute resolution chain.

The challenge ahead is implementation; converting legal architecture into lived experience for electricity consumers and licensees alike. Nepal stands at a critical juncture: a rapidly expanding electricity market, an ambitious renewable energy pipeline, and a growing base of commercial and industrial consumers all point to an increase in the complexity and volume of electricity disputes in the years ahead.

The three international models examined in this article viz. India's Consumer Grievance Redressal Forums, Sri Lanka's Panel of Mediators, and the United Kingdom's independent Energy Ombudsman share a common insight: effective dispute resolution does not begin at the regulator's door. It begins at the licensee's counter, is tested at an intermediate forum, and reaches the regulator only when it must. Nepal's ERC must build out this pyramid with urgency and intent.

If done well, a robust multi-tier dispute resolution system will not merely resolve individual complaints. It will send a clear signal to investors that Nepal's electricity market is governed by the rule of law; to licensees that accountability is real and enforceable; and to consumers that their rights, however modest their individual claims, will be heard and vindicated. That is the ultimate purpose of regulatory justice, and it is well within ERC Nepal's reach.

From Geohazards to Governance: Integrating Engineering Geological Expertise into Electricity Regulation Frameworks in Nepal

✍ **Rajan Tiwari**[1]

Introduction

Reliable electricity supply is essential for economic growth, social development, and national prosperity. For a mountainous country like Nepal, hydropower represents the backbone of electricity generation due to the abundance of rivers and steep topography. Nepal is often described as a country-rich in hydropower resources, with thousands of megawatts of technically feasible hydropower potential. However, the development of hydropower infrastructure in mountainous terrains is closely linked to geological conditions. Hydropower dams, tunnels, reservoirs, and transmission corridors interact directly with the Earth's surface and subsurface. Therefore, geological conditions significantly influence the safety, cost, and sustainability of electricity infrastructure.

The Himalaya is one of the youngest and most tectonically active mountain systems in the world. The region is characterized by complex rock formations, active faults, steep slopes, intense weathering, and frequent landslides. These conditions create both opportunities and challenges for hydropower development. In such an environment, geological investigations are essential for ensuring safe and reliable electricity infrastructure. The integration of geological expertise within energy planning and regulation therefore becomes increasingly important. Regulatory institutions responsible for overseeing electricity generation and infrastructure must consider geological factors while evaluating energy projects and long-term system reliability. The presence of geological expertise within the regulatory framework can significantly strengthen decision-making, risk management, and sustainability of the electricity sector.

Geological Foundations of Hydropower Development

Hydropower infrastructure depends heavily on geological conditions. From dam foundations to underground tunnels, the success of hydropower projects depends on the stability and characteristics of the surrounding geological environment.

---

1 The author is assigned in the Electricity Regulatory Commission in the capacity of Geologist. (M 9867183146) -- Editors

Dam Foundations

The safety of a hydropower dam depends largely on the strength and stability of its foundation. The rock mass beneath the dam must be capable of supporting enormous loads and resisting seepage from reservoir water. Weak or fractured rocks can cause leakage, settlement, or structural instability if not properly investigated and treated. Geological investigations for the dam foundations evaluate:

- Rock type and strength
- Fractures, faults, and joints
- Permeability and seepage conditions
- Seismic stability

Hydropower Tunnels

Many hydropower projects in mountainous regions use tunnels to divert water from intake structures to powerhouses. These tunnels may extend for several kilometers through complex rock formations. Unexpected geological conditions encountered during tunnel excavation can lead to delays, additional costs, and engineering challenges. Geological factors affecting tunnel construction include: Rock mass quality, Groundwater inflow, Fault zones, Stress conditions in deep rock etc.

Landslides and Slope Stability

Mountainous terrains are highly susceptible to landslides due to steep slopes, fractured rocks, and heavy monsoon rainfall. Understanding slope stability and geological hazards is therefore critical for infrastructure safety. Landslides may affect hydropower projects by blocking rivers and creating temporary dams, damaging transmission lines and access roads & introducing excessive sediment into reservoirs

Sedimentation

Rivers originating in the Himalayas carry high sediment loads due to rapid erosion of young mountain rocks. Sediment accumulation in reservoirs reduces storage capacity and damages hydropower turbines. Geological and geomorphological analysis helps predict sediment load and design appropriate sediment management strategies.

Geological Challenges in Hydropower Sector of Nepal: Case Studies

Hydropower development in the Himalayan region occurs within a geologically young and tectonically active mountain system. Nepal's rivers originate in steep mountain valleys shaped by continuous tectonic activity, rapid erosion, and intense monsoon rainfall. These conditions create complex geological environments that pose challenges during the planning, construction, and operation of hydropower infrastructure. Understanding these geological conditions is essential for engineers, planners, and regulators responsible for ensuring the safety and sustainability of electricity infrastructure.

Complex Rock Structures

The Himalayan region is composed of a wide variety of rock types including metamorphic rocks such as gneiss and schist, sedimentary rocks such as limestone and shale, and intrusive igneous rocks like granite. Due to the immense tectonic forces that formed the Himalaya, these rocks are often highly deformed and intersected by faults, folds, joints, and shear zones. Such structural discontinuities can create weak zones within the rock mass. When tunnels or underground caverns intersect these zones, the stability of the structure may be compromised. A notable example is the Upper Tamakoshi Hydropower Project. Geological investigations in the project area revealed fractured metamorphic rocks such as gneiss and quartzite with several joint systems that required careful engineering geological assessment during tunnel excavation and foundation construction. The valley around Lamabagar, where the project is located, is also believed to have been formed by a large prehistoric landslide that dammed the river. This geological setting required extensive geotechnical investigation during project planning.

Active Tectonics

The Himalaya is among the most tectonically active mountain belts on Earth. The continued convergence of the Indian Plate and the Eurasian Plate generates earthquakes and crustal deformation across the region. Seismic activity poses potential risks to dams, tunnels, reservoirs, and transmission infrastructure. Even moderate earthquakes can destabilize slopes or affect underground structures. For example, after the 2015 Gorkha earthquake, several hydropower projects across central Nepal required structural and geological reassessment to ensure safety and operational stability. Projects such as the Upper Tamakoshi project conducted additional geological evaluations to confirm the stability of critical structures. Seismic hazard assessment and earthquake-resistant design therefore remain key components of hydropower development in Nepal.

Geological Uncertainty During Construction

Despite detailed geological investigations during the planning stage, subsurface conditions can never be completely predicted before excavation begins. During tunnel construction or foundation excavation, engineers often encounter unexpected geological conditions. These may include hidden fault zones, weak rock layers, groundwater inflow, or swelling clay minerals. Such conditions frequently require design modifications and additional support systems. A good example is the Khimti I Hydropower Project. During tunnel excavation, engineers encountered schist bands with groundwater inflow that caused problems such as tunnel collapse and rock squeezing. These unexpected geological conditions increased construction complexity and required additional stabilization measures.

Landslides and Slope Instability

Landslides are one of the most common geological hazards in the Himalayan region.

Steep slopes, heavy monsoon rainfall, intense weathering, and seismic activity contribute to frequent slope failures. Hydropower construction activities such as road excavation, slope cutting, and tunnel portals may also trigger landslides. The Upper Tamakoshi project area has experienced rockfall and slope instability due to fragile geological formations and steep terrain. Detailed rockfall hazard assessments and protective structures were required to reduce risks to workers and infrastructure. These examples highlight the importance of continuous geological monitoring and slope stabilization measures around hydropower sites.

Tunnel Stability Problems

Many hydropower projects in Nepal rely on long headrace tunnels and underground caverns. Excavating these structures through fractured Himalayan rock masses presents several engineering challenges. Common problems encountered during tunnel construction include:

- rock falls and roof collapse
- groundwater inflow
- tunnel squeezing due to high stress
- excessive excavation (overbreak)

During the development of the Khimti I project, severe overbreak was observed in certain sections of the pressure shaft due to weak rock mass conditions. Additional support systems such as rock bolts and shotcrete lining were required to stabilize the tunnel.

Rock Stress and Deformation

Another important geological challenge is stress-induced deformation in deep underground tunnels. When tunnels are excavated under high rock stress conditions, the surrounding rock may deform gradually over time. A well-known example in Nepal is the Melamchi Water Supply Project tunnel system. Engineering studies conducted along the tunnel alignment showed that time-dependent deformation of gneissic rock formations could affect tunnel stability. Although the Melamchi project is primarily a water supply project, its geological challenges are similar to those faced in hydropower tunnels across the Himalaya.

Implications for Hydropower Regulation

These examples demonstrate that geological conditions strongly influence the safety, cost, and long-term performance of hydropower projects. Geological hazards can cause construction delays, increase project costs, and affect infrastructure stability. For regulatory institutions such as the Electricity Regulatory Commission, incorporating geological expertise into project evaluation and monitoring processes can significantly improve decision-making. Independent geological review can help ensure that hydropower projects are designed and constructed with proper consideration of geological risks.

International Case Studies: Role of Geologists in Energy Regulation

Experiences from energy regulatory institutions around the world demonstrate the importance of geological expertise in infrastructure regulation.

United States: Hydropower Regulation and Dam Safety

In the United States, hydropower regulation is carried out by the Federal Energy Regulatory Commission. FERC oversees thousands of dams and hydropower facilities across the country. Geological and geotechnical investigations are fundamental components of its dam safety program.

Dam Safety Monitoring

The FERC dam safety program supervises more than 3,000 dams. Independent expert teams, including engineering geologists, regularly inspect dam structures and foundations. These inspections evaluate: foundation stability, seepage conditions, slope stability near reservoirs, seismic hazards and so on. Geological investigations and monitoring are essential for identifying potential structural weaknesses and ensuring long-term dam safety. The inclusion of geological expertise within the regulatory framework has helped maintain the safety of large hydropower infrastructure in the United States.

India: Geological Challenges in Himalayan Hydropower

Electricity regulation in India is conducted by the Central Electricity Regulatory Commission. Many hydropower projects in India are located in the Himalayan region and face geological conditions similar to those in Nepal. Major geological issues encountered in Indian hydropower projects include: weak rock masses in tunnels, landslides affecting infrastructure, high groundwater inflow during excavation, seismic risks and so on. To address these challenges, extensive geological investigations are carried out with support from technical agencies such as the Geological Survey of India.

China: Geological Risk Management in Mega Hydropower Projects

Hydropower development in China is overseen by agencies including the National Energy Administration China. Large hydropower projects in China require comprehensive geological studies including: tectonic analysis, slope stability monitoring, reservoir-induced seismicity assessment, landslide monitoring and so on. Geologists play key roles in project evaluation and long-term monitoring of dam safety. Geologists play an essential role in project planning, site selection, and long-term monitoring of dam safety. Continuous geological monitoring programs are often implemented for large dams to detect slope movement, seismic activity, and changes in groundwater conditions.

The comparison below (Table 1) shows that geological expertise is increasingly recognized as an important component of energy regulation worldwide.

Table 1: Comparison of Energy Regulators and Geological Integration

Country	Energy Regulator	Role of Geologists
USA	Federal Energy Regulatory Commission	Dam safety inspections, seismic risk analysis
India	Central Electricity Regulatory Commission	Geological studies for Himalayan hydropower
China	National Energy Administration	Geological monitoring for mega dams
Nepal	Electricity Regulatory Commission	Emerging role for geological expertise

Role of Geologists in Electricity Regulation

Geologists can contribute significantly to energy regulatory institutions by providing scientific understanding of the Earth's conditions that directly affect energy infrastructure (Figure 1). Their expertise helps regulators ensure that electricity projects are safe, sustainable, and technically sound. Some key areas where geologists play an important role are described below.

1. Site Selection and Planning

Proper site selection is crucial for the success of energy infrastructure. Geologists contribute to identifying suitable locations for dams, tunnels, powerhouses, and transmission lines by analyzing geological structures, rock stability, and hazard-prone areas. Their input helps avoid high-risk zones such as active fault lines, landslide-prone slopes, or weak rock formations. This improves project safety, reduces construction challenges, and minimizes long-term operational risks.

2. Project Evaluation

Geologists assist regulatory institutions in evaluating the geological conditions of proposed energy projects during the feasibility and licensing stages. They analyze rock types, structural features such as faults and fractures, groundwater conditions, and slope stability at project sites. This information helps determine whether the location is suitable for infrastructure such as dams, tunnels, powerhouses, and transmission lines. By reviewing geological investigation reports and feasibility studies, geologists help regulators make informed decisions about project approvals and ensure that proposed developments are technically viable and safe.

2. Risk Assessment

Geological hazards can significantly affect the reliability and safety of electricity infrastructure. Geologists identify potential risks such as landslides, active faults, earthquakes, rock falls, and excessive sedimentation in river systems. Through geological mapping, hazard assessment, and interpretation of investigation data, they help regulators understand the level of risk associated with specific projects. This

allows regulatory authorities to require appropriate mitigation measures and safety standards before granting project licenses or operational approvals.

3. Infrastructure Monitoring

Even after electricity projects are constructed and operational, geological conditions continue to influence their performance and safety. Geologists can support the monitoring of dams, reservoirs, tunnels, and transmission corridors to detect any geological changes that might threaten infrastructure stability. For example, they may observe slope movements near reservoirs, erosion along riverbanks, or sediment accumulation that could affect power generation. Continuous geological monitoring helps regulatory bodies ensure the long-term safety and reliability of energy infrastructure.

4. Policy Support

Geologists can also contribute to policy development within energy regulatory institutions by providing scientific input on geological risks and resource management. Their expertise can support the formulation of technical guidelines, safety standards, and regulatory frameworks for hydropower and other energy projects. By integrating geological knowledge into energy policies and regulations, governments and regulatory bodies can promote more sustainable and resilient electricity development, particularly in geologically complex regions like Nepal.

5. Environmental and Sediment Management

Geologists play an important role in understanding river systems, sediment transport, and geomorphological processes that affect hydropower reservoirs and power plants. Excessive sedimentation can reduce reservoir storage capacity and damage turbines. By studying sediment sources and river dynamics, geologists can recommend appropriate sediment management strategies that improve the long-term efficiency and sustainability of hydropower projects.

Implications for the Electricity Regulatory Commission of Nepal

For Nepal, where hydropower development occurs within a geologically complex mountain environment, the role of geological expertise is particularly important. Strengthening geological capacity within the Electricity Regulatory Commission Nepal could contribute to:

- improved evaluation of hydropower projects
- identification of geological risks
- better dam safety monitoring
- coordination with technical agencies
- long-term sustainability of electricity infrastructure

Investment in geological expertise including recruitment of more geologists and integration of geological investigations into regulatory procedures would enhance

the effectiveness of electricity regulation.

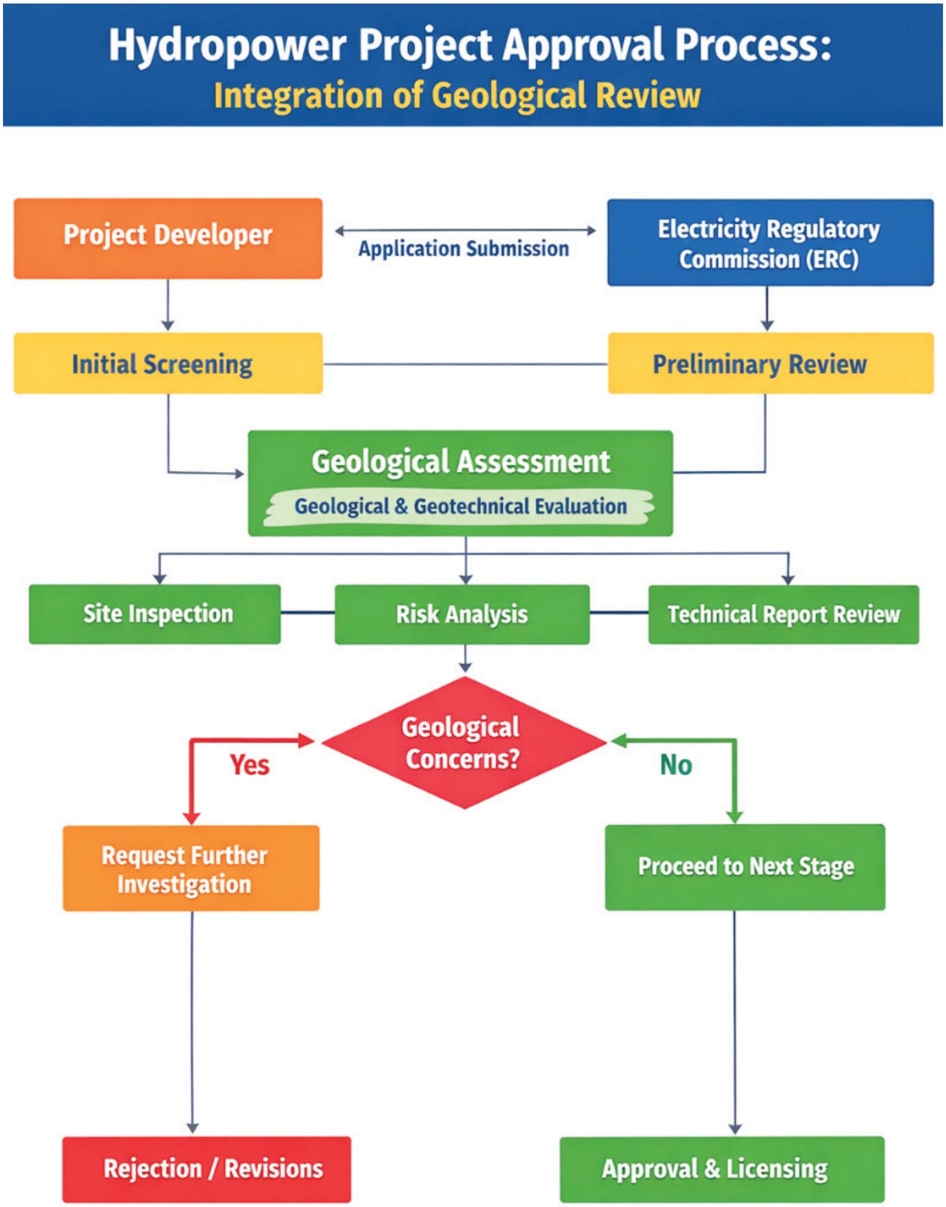


Figure 1: Integration of Geological Investigation in regulation process of a hydropower project.

Conclusion

Electricity infrastructure interacts directly with geological environments. In mountainous countries like Nepal, geological conditions play a critical role in determining the safety, performance, and sustainability of hydropower projects. International

experience demonstrates that energy regulatory institutions benefit significantly from geological expertise. Countries such as the USA, India, China and many others incorporate geological investigations into hydropower regulation and infrastructure monitoring. For Nepal, strengthening the role of geologists within energy regulatory institutions represents an important step toward sustainable electricity development. By integrating geological knowledge into regulatory processes, Nepal can ensure safer hydropower infrastructure, improved energy reliability, and responsible utilization of its abundant water resources.

References

Asian Development Bank. (2017). *Nepal Energy Sector Assessment, Strategy and Road Map.*

Central Electricity Regulatory Commission. (2020). *Regulatory Framework for Power Sector Development in India.*

Dahal, R. K., Hasegawa, S., Masuda, T., & Yamanaka, M. (2006). Landslide hazard in the Nepal Himalaya: Geological and geomorphological perspectives. *Environmental Geology.*

Department of Electricity Development. (2019). *Hydropower Development in Nepal.*

Federal Energy Regulatory Commission. (2022). *Dam Safety Program Overview.* Washington, DC: FERC.

Federal Energy Regulatory Commission. (2021). *Engineering Guidelines for the Evaluation of Hydropower Projects.*

Geological Survey of India. (2015). *Geological and Geotechnical Investigations for Hydropower Development in the Himalaya.*

ICIMOD. (2011). *Geology and natural hazards in the Himalayan region.*

International Commission on Large Dams. (2019). *Dam Safety Management: Operational Phase of the Dam Life Cycle.*

International Energy Agency. (2020). *Hydropower Special Market Report.*

National Energy Administration of China. (2021). *Hydropower Development and Safety Management in China.*

Shiwakoti, I. (2020). Engineering geological investigation in the Upper Tamakoshi Hydropower Project area. *Asian Journal of Engineering Geology.*

Sunuwar, S. C. (2016). Challenges of shaft excavation in hydropower projects in Nepal Himalaya. *Journal of Nepal Geological Society.*

Upreti, B. N. (1999). An overview of the stratigraphy and tectonics of the Nepal Himalaya. *Journal of Asian Earth Sciences.*

World Bank. (2018). *Good Practice Note on Dam Safety and Hydropower Development.*

Pragmatic Licensing Of Energy Infrastructures

✍ **Saroj Koirala**[1]

What Happens to Your Hydropower Shares When the License Expires ? A question about share certificates is really a question about how Nepal regulates its energy future.

If you have invested in a hydropower company listed on NEPSE, chances are someone has asked you or you have asked yourself, what happens to your shares when the project's license period ends. It is a deceptively simple question. The honest answer requires a short detour through legal history, regulatory intent, and a few policy decisions that were made quietly but carry enormous consequences.

The Law and Its Original Intent

Nepal did not always require a license to generate, transmit, or distribute electricity. Prior to the enactment of the Electricity Act of 2022 B.S., there was no provision of licensing in energy sector. It was only with that Act, and more consequentially with the Electricity Act of 2049 B.S., that licensing became the governing framework for the sector.

The 2049 Act contains a provision that is frequently misunderstood. It states, in essence, that land, buildings, equipment, and structures related to power generation, transmission, or distribution, established by a foreign national or corporate body with more than fifty percent of total investment, shall revert to the ownership of the Government of Nepal upon expiry of the license. However, such assets may then be purchased back by the prior licensee, after which they may continue operations under a fresh agreement with the government.

Read carefully, this is not a blanket nationalization clause. It is a statutorily mandated Build-Operate-Own-Transfer model, designed specifically for foreign-financed projects. For projects built predominantly with Nepali capital, which today includes most publicly listed hydropower companies, the promoters retain some residual ownership or right of possession even after the license term ends. The legislative intent, written at a time when private hydropower was barely a concept in Nepal, was to ensure that foreign entities could not hold the state's water resources in

1 The author is contributing to the Electricity Regulatory Commission in the capacity of Consultant. - Editors

perpetuity. It was never designed to dispossess Nepali investors.

What Is Likely to Happen in Practice

Given this framework, the most probable post-license scenario for a Nepali-owned project unfolds as follows. The government, or the relevant regulator, assesses the operational expenditure required to run the plant and adds a reasonable premium. This premium functions as an incentive, enough to make continued operation worthwhile, but calibrated to the plant's mature, depreciated cost structure rather than the original return expectations of a greenfield investment. The original owner is offered this arrangement first. If they accept, they continue operating the plant, now effectively as a service provider to the state rather than an equity holder in the conventional sense. If they decline, the arrangement is opened to competitive bidding. If no bidder emerges at that rate, the original owner retains the right to negotiate a revised figure before the asset passes entirely out of their hands.

In this scenario, the companies in which the public has invested will likely continue to generate some revenue beyond the license period. The keyword is "likely." The detailed rules governing this process have not yet been written. Section 5(3) of the Electricity Act, 2049 does permit extension of licenses as provided for in the Electricity Rules, but those rules do not yet exist. They must be drafted and enacted before the first major private hydropower license reaches its expiry date, or Nepal will face genuine legal and operational chaos.

The Problem of Shrinking License Tenures

Now layer onto this another complication: license periods have been quietly shortened over the past two decades, and it is only now beginning to matter.

The Electricity Act of 2049 originally allowed licenses for generation, transmission, and distribution activities for up to fifty years. A subsequent Hydropower Development Policy narrowed this considerably, prescribing thirty-five years for projects supplying the domestic market, thirty years for export-oriented projects, and twenty-five years for transmission lines and distribution. Crucially, no amending legislation was ever passed to give these policy signals the force of law. Yet the administration adopted them as binding, and license durations shrank accordingly.

The consequences are now visible in project economics. Projects awarded through tariff-based competitive bidding are typically given only twenty-five years of operation. This compressed window forces developers to recover all capital costs, civil works, equipment, financing, within a shorter horizon, making the annual tariff higher than it would otherwise need to be. For storage hydropower projects, which require the most expensive civil infrastructure of all, a generation license of merely thirty-five to forty years means that costs must be recovered over a period that, for large dams, barely covers two major maintenance cycles. The result is electricity that is more expensive than it needs to be, a significant problem for a country trying

to compete in the South Asian power market, where India, Bhutan, and increasingly Bangladesh are all active participants.

The Ownership Trap

There is a further structural problem with the post-license reversion model as currently conceived. When the government assumes ownership of a plant, even if the original operator continues to manage it on a service contract, large rehabilitation and maintenance works must, by law, be procured through public procurement processes. This is not a minor administrative inconvenience. Older hydropower plants require periodic major overhauls: turbine replacements, penstock repairs, civil rehabilitation of headworks. These works are time-sensitive; a plant offline for an extended period during a procurement cycle loses both revenue and grid reliability value. The slow, procedural nature of public procurement is simply incompatible with the operational demands of an ageing power plant.

This dynamic played out with some of Nepal's older state-owned plants, where deferred maintenance due to procurement delays and budget constraints led to significant derating of installed capacity. Extending this model to an entire generation of private projects reaching license expiry would be a significant step backward.

The Path Forward

Fortunately, the legislative tools to avoid this are already available. Section 5(3) of the Electricity Act enables license extension through rules. Those rules should be drafted now, before the first expiry date arrives, and they should allow for renewal of generation licenses for qualifying projects, particularly those that have maintained their assets well and continue to operate efficiently. A fifty-year standard license period, applied uniformly across all project types, would immediately improve the economics of storage hydropower and make it far more attractive to private capital. It would also align Nepal's framework with international practice; most hydropower-producing countries offer license terms in the range of forty to sixty years for large projects.

For transmission and distribution, a similar extension of tenure would reduce the embedded cost of infrastructure in final electricity tariffs. The current twenty-five-year transmission license period, in particular, bears revisiting.

Extending license tenure, however, is only one side of the equation. A robust licensing framework must equally address what happens when a licensee fails to meet its obligations. Rules governing renewal and extension should be paired with clear performance standards, covering maintenance schedules, plant availability, and minimum generation thresholds, so that the privilege of a longer license comes with commensurate accountability.

Critically, the law must also clarify the conditions under which a license may be

revoked or transferred before its natural expiry. Non-use, chronic underperformance, or deliberate neglect of a water resource that belongs to the public are not hypothetical concerns, Nepal has seen plants operate well below their installed capacity for extended periods without meaningful regulatory consequence. Any early revocation framework, however, must be carefully designed to respect constitutional property rights and ensure due compensation to the licensee; the objective is efficient use of national resources, not arbitrary dispossession. A model worth considering is a structured remediation process, where the regulator first issues improvement directives, sets a defined compliance window, and only proceeds to revocation and competitive re-licensing if the licensee fails to remediate.

In short, the state's goal should not merely be to extend the life of projects, but to ensure that resources are always in the hands of the most capable operator, whether that is the original licensee or someone better placed to serve the public interest.

Looking further ahead, licensing itself may become less relevant in certain sub-sectors. Solar generation and battery storage are rapidly democratizing energy access, rooftop systems, community microgrids, and distributed storage do not lend themselves to the same spatial-allocation logic that justifies licensing of river-based hydropower. It is conceivable, and perhaps desirable, that licensing requirements for solar and battery systems are significantly relaxed or removed entirely within the next decade. Hydropower, which involves exclusive use of shared river resources, will always require some form of state oversight, but that oversight can be made more efficient and less costly.

Conclusion

So, what will happen to your hydropower shares? The short answer is: most companies will probably continue to earn some revenue after their license expires, either by continuing to operate as service providers or, if the rules are written well, by renewing their licenses entirely. But "probably" is not good enough for investors who have committed capital over multi-decade horizons, and it is certainly not good enough for the millions of Nepalis whose energy security depends on these plants continuing to operate effectively.

Nepal must be objective on how to strategize development of hydropower and a key part of that is ensuring reasonable period for investors to recoup their investment. Therefore, license tenures should be extended to fifty years and the operational framework for post-expiry plants must keep efficiency, not state possession, as its governing principle. The country's hydropower potential is substantial; its regulatory framework should be designed to match.

Koirala is a consultant working in energy policy, regulation and market.

Strategic Imperative and Feasibility of Establishing a Wholesale Electricity Market in Nepal

✍ **Suddhasatta Kundu[1] Shubham Behl[2] Swapnil Mehra[3]**

Disclaimer

(This article presents an independent analysis based on publicly available data, including sources along with the author's professional experience in electricity market design. The views expressed are those of the author and are intended to contribute to policy and market development discussions. They do not represent the official position of any government, institution, or organisation.)

Nepal's power sector is entering a decisive phase of its evolution. With abundant hydropower resources, a steady pipeline of capacity addition, and strengthening cross-border connectivity, the country has built a strong foundation for becoming a significant clean energy player in South Asia.

This progress reflects years of focused investment in hydropower development, increasing private sector participation, and gradual integration with regional power markets. The longstanding challenge of power shortages has largely been addressed, and the system is now transitioning toward a more complex reality of managing growing supply, seasonal variability, and emerging surplus conditions.

The defining question now is no longer about generation. It is commercial and institutional in nature: how should Nepal organize the procurement, dispatch, settlement, and cross-border trading of electricity in a system that is becoming larger, export-oriented, and more financially complex¿

This is not a technical question alone. It is a matter of strategic statecraft which sits

1 The author is assigned to the Nangia & Company Limited, India in the capacity of Director (email: Suddhasatta.kundu@nangianxt.com; M +91 96744 46886) -- Editors
2 The author is assigned to the Nangia & Company Limited, India in the capacity of Assistant Manager (email: shubham.behl@nangianxt.com; M +91 8958746636) -- Editors
3 The author is assigned to the Nangia & Company Limited, India in the capacity of Assistant Manager (email: swapnil.mehra@nangianxt.com; M +91 99810 02209) -- Editors

at the intersection of policy, regulation, market design, and institutional evolution. The decisions taken today by the Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation, the Electricity Regulatory Commission, and the Nepal Electricity Authority will determine whether Nepal's growing power sector translates into sustained economic value or remains constrained by its own structure.

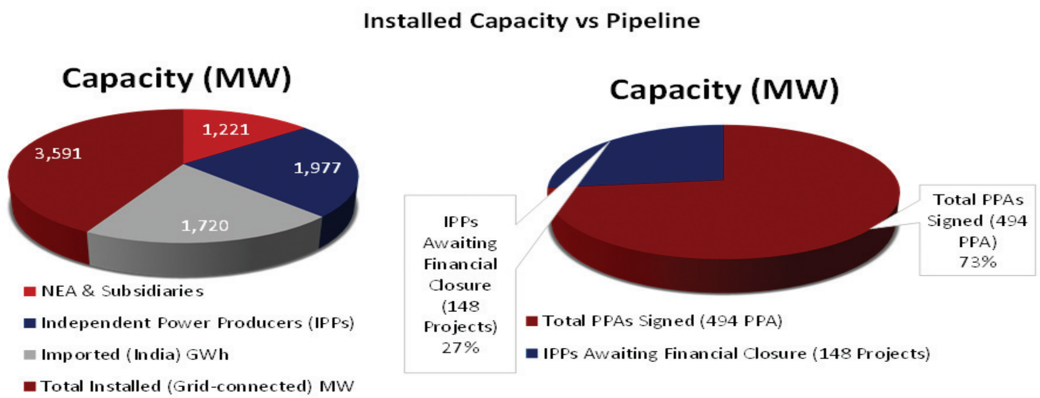
At the core of this challenge lies the structure of the sector itself. Nepal continues to operate under a predominantly single-buyer framework, with the Nepal Electricity Authority playing a key role in procurement, system operation, and trading. While this model has provided stability during the sector's expansion phase, it is increasingly being tested by the scale and complexity of the evolving system. The next phase of Nepal's power sector development will therefore depend not only on additional capacity, but on the ability to create a more flexible, transparent, and efficient framework for electricity trading and system operation. This requires moving beyond incremental adjustments toward a more structured approach to how electricity is traded and grid is managed.

Nepal does not need a tested market model of larger thermal based systems. What it requires is a carefully designed market architecture, one that is credible to investors, manageable for institutions, aligned with regional trading frameworks, and calibrated to the realities of a hydro-dominated, seasonally variable system.

Nepal's Power System Has Outgrown the Old Commercial Model

The shift outlined above is not a distant possibility; it is already visible in the structure of Nepal's power system today. Installed capacity has reached approximately 3,591 MW, supported by both public and private sector investments, and is set to expand at an unprecedented pace. More than 11,000 MW is already committed under long-term Power Purchase Agreements, with an additional 4,000 MW in the development pipeline.

Source: NEA Annual Report 2024/25



Source: NEA Annual Report 2024/25

This transformation extends beyond generation. Over the past decade, Nepal has made significant progress in strengthening its transmission backbone. Substation capacity has increased nearly sixfold rising around 2,200 MVA to over 14,000 MVA with substantial additional capacity under construction. High voltage corridors, including cross-border interconnections such as the Dhalkebar - Muzaffarpur line, are enhancing Nepal's ability to trade power across regions and beyond national boundaries.

The most defining characteristic of Nepal's emerging system, however, lies in the growing imbalance between supply and demand. While capacity additions are accelerating, domestic demand is not expanding at the same pace. Projections indicate that by the end of this decade, Nepal could face an annual surplus of nearly 39,000 GWh which is more than three times its current domestic consumption. This is not a marginal excess that can be absorbed through incremental demand growth; it is a structural surplus that demands a fundamentally different commercial approach.

Source: Projections based on: NEA Annual Report 2024/25 (base year actuals); Nepal 16th Plan targets

This surplus is not uniform. Nepal's hydro-dominated system introduces a pronounced seasonal dynamic; generation peaks during monsoon months and declines sharply in the dry season. The result is a recurring cycle where surplus energy coincides with periods of lower regional prices, while deficit conditions emerge precisely when prices are higher. Without mechanisms to manage this temporal imbalance, through forward contracts, short-term markets, or flexible dispatch Nepal is structurally locked into selling cheap and buying expensive.

Nepal is not facing a shortage of electricity. It is facing a shortage of mechanisms to efficiently utilize it.

What has not kept pace with this structural transformation is the commercial architecture of the sector. Nepal's electricity system continues to operate largely under a vertically integrated, single-buyer model, where NEA simultaneously functions as primary off-taker, system operator, and the nodal agency for cross-border trade. While this structure provided stability in a supply-constrained environment, it is increasingly misaligned with the realities of a surplus, multi-participant system.

Current Electricity Trading Channels: Nepal (As-Is)

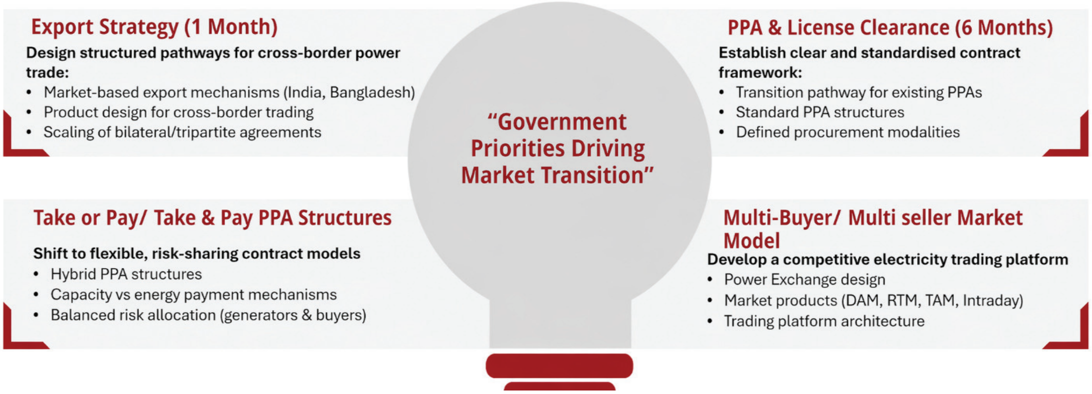
Trading Channel	How It Works	Key Stakeholders	Key Limitation
Day-Ahead Market (DAM)	NEA sells power daily through auction; price decided by market	NEA, Indian buyers, regulator & system operator	Nepal is a price-taker — no control over price or export timing

Real-Time Market (RTM)	Short-term trading for surplus or deficit close to delivery time	Same as DAM	No price certainty; purely reactive, not strategic
Medium-Term Bilateral (MTBA)	Direct contracts with Indian entities for fixed price and duration	NEA and Indian counterparties	Slow to negotiate; limited scalability; no seasonal flexibility
Long-Term Bilateral (G2G)	Government-level agreements for long-term power export	Nepal & partner governments	Slow process; limited to large volumes; geopolitically exposed

Source: NEA Annual Report FY 2024/25 - Business Development Directorate p.76; Cross-Border Electricity Trade section

What emerges from this structure is not merely a limitation of trading options, but a deeper constraint on value realisation. Bilateral agreements are often slow to negotiate and limited in scalability. Exchange based participation remains opportunistic rather than strategic, with limited ability to align exports with Nepal's seasonal generation profile.

As generation surplus increases, these inefficiencies will become more pronounced thereby putting pressure not only on financial sustainability but also on investor confidence. Recent policy direction has begun to acknowledge this. The Government's emerging priorities from enabling flexible contracting structures to a multi-buyer, multi-seller framework are interconnected responses to the same underlying reality.



The Regulatory Gaps to be Plugged

Nepal's current regulatory framework provides a strong foundation for sector

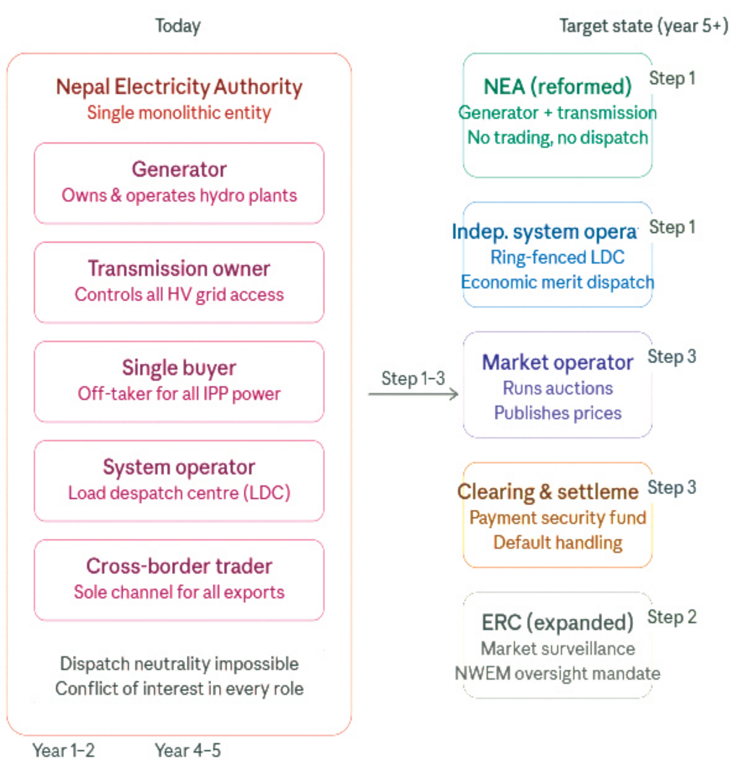
development. As the system evolves toward a wholesale electricity market, the next phase requires a set of targeted regulatory actions to support market operations. These are not incremental adjustments but enabling provisions that will determine whether market mechanisms can function effectively and at scale.

Law / Regulation	Current Status	Action required for Market Functioning
Open Access Directive	Open access permitted in principle	Subsequent regulations and guidelines pertaining to DSM, grid code, wheeling charge, etc.
ERC Act	ERC empowered as sector regulator	Amend Act to include NWEM regulation and market surveillance
Power Exchange Framework	Not established	Develop dedicated regulation for power exchange

Implementation of these actions along with institutional reform will be essential from the perspective of actual market development.

Institutional Design: NEA's Role Must Be Redefined

Nepal's current institutional structure has NEA playing too many roles simultaneously. For a NWEM to function fairly and efficiently, these roles must be progressively separated. This is the most fundamental institutional reform and the most complex. In the initial stage a fully owned subsidiary under NEA may be created for Grid Operations consisting of officers from NEA, the agency can be given gradual autonomy



Why this matters concretely:

When NEA simultaneously decides who gets dispatched (as System Operator) and who gets paid (as off-taker), there is no structural mechanism to ensure dispatch neutrality. An IPP that is technically lower-cost may be curtailed in favour of a NEA-owned project without a transparent basis for that decision. In a market environment,

this is not merely an operational issue but a credibility issue. Investors and lenders pricing new projects will build a risk premium into every project they finance, because the dispatch decision-maker and the commercial counterparty are the same entity.

The solution is not to dismantle NEA. That would be both politically unrealistic and operationally disruptive. The solution is **progressive functional separation**; ring-fencing specific functions from the rest of the organisation, with defined timelines and accountability structures.

A practical three-step institutional pathway:

Step 1 (Immediate): Ring-fence the Load Despatch Centre (LDC) as a functionally independent unit within NEA, with its own governance, separate reporting lines, and a mandate to dispatch on least-cost economic merit rather than contractual preference. This does not require legislative change; it requires a Board decision and a new operating charter.

Step 2 (Year 2–3): Separate NEA's Bulk Power Trading function; the unit responsible for cross-border transactions from its off-taking and generation roles. This unit should operate under a distinct commercial mandate with transparent reporting of all transactions, prices, and volumes. Over time, this becomes the nucleus of a Market Operator.

Step 3 (Year 4–5): Establish an independent Market Operator entity, separate from NEA which will be responsible for exchange operation, settlement, and market surveillance. Nepal's Power Trading Company, if constituted with the right mandate and governance, is the natural candidate for this role.

The guiding principle across all three steps is this: **market participants must trust that the entity operating the system has no financial interest in the outcome of its own dispatch decisions.** Without that trust, liquidity will not develop — and without liquidity, the market will exist on paper but not in practice.

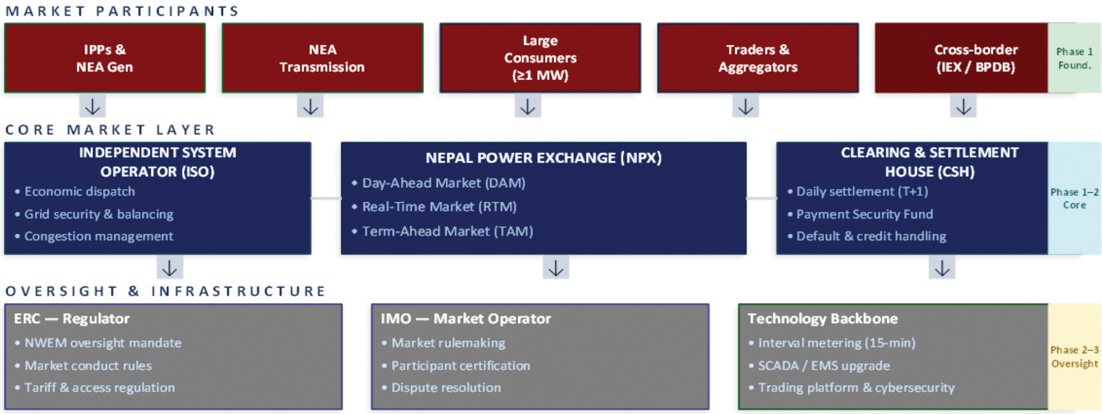
Designing a Market That Works for Nepal: A Starting Position

The design of Nepal's wholesale market must reflect a clear-eyed view of what the system can credibly operationalise in the first two years — not what an advanced market looks like at full maturity. The following table sets out the key design parameters and, crucially, a recommended starting position for each. Options are identified for completeness, but Nepal cannot afford the luxury of indefinite evaluation — a direction must be set.

Design Parameter	Options	Recommended Starting Point	Why
Market Participants	Licensed generators ≥5 MW; all IPPs ≥1 MW; large consumers; aggregators	Licensed generators ≥1 MW + consumers ≥1 MW	Maximises early liquidity without overwhelming metering infrastructure
Market Clearing Price	Uniform pricing (single MCP per block) vs. Pay-as-bid	Uniform price auction	More efficient and transparent; consistent with model of Indian Power Exchanges which Nepal already interfaces with
Settlement Cycle	Daily (T+1); Weekly; Monthly	Daily (T+1)	Monthly settlement creates liquidity risk and discourages market participation
Transmission Pricing	Postage-stamp (flat/zone); Distance-sensitive; Nodal pricing	Postage-stamp in Phase 1; migrate to nodal by Year 5	Simplest to implement; avoids stalling open access at launch
Credit / Default Risk	Payment Security Fund; Bank guarantees; Escrow account	Payment Security Fund + Bank guarantee from all participants	Without payment security, generators will not trust market buyers — market credibility collapses before it starts

Across all these parameters, the design philosophy is consistent: **start simple enough to build confidence, structured enough to build credibility, and sequenced carefully enough to avoid the errors that have stalled market transitions elsewhere.** The Indian power market's early success with CERC-regulated exchanges and uniform price auctions alongside its struggles with open access implementation that offers Nepal a directly relevant learning base.

Nepal should resist the temptation to build comprehensively in Phase 1. A Day-Ahead market that clears efficiently, settles reliably, and pays generators on time is more valuable in Year 1 than a sophisticated multi-product exchange that no participant yet trusts.



From Surplus to Strategy: What Nepal Stands to Gain and Lose

Nepal's surplus is often discussed as a system problem. It is better understood as an unrealised economic asset. The difference between the two framings is not semantic; it determines whether surplus capacity is treated as a burden to be managed or an opportunity to be monetised. A wholesale electricity market is the mechanism that makes monetisation possible.

Consider what remains structurally inaccessible to Nepal under the current framework:

Nepal participates in Indian market but only through NEA, which limits trading to volumes NEA is willing to nominate and forces Nepal into the position of a passive price-taker. Countries with domestic markets that aggregate supply independently can bid more competitively, respond faster to regional price spikes, and build a reputation as reliable, structured counterparties.

Large industrial consumers like the steel producers, cement plants, and processing industries that would most benefit from access to low-cost Nepali hydropower cannot procure electricity except from NEA at pre-determined tariffs. This is not a regulatory preference; it is a structural absence. As a result, Nepal's energy cost advantage does not reach the entities whose investment decisions it could most influence.

Emerging sectors like green hydrogen, data centres, and energy-intensive processing require one thing above all else: a bankable, long-term, competitively priced power contract. Nepal has the electricity. It does not yet have the contractual mechanism that makes that electricity investable as an industrial input.

The cost of inaction is real and it grows over time

As surplus volumes increase through this decade, curtailment will rise. Every unit curtailed is not just lost revenue, it is a signal to the next investor considering a Nepali hydro project that the commercial framework cannot absorb the output they are being asked to finance. Payment pressure will concentrate on NEA's balance sheet. Project returns will weaken. The pipeline will slow.

Sector / User	What the Market Enables	Current Barrier	Economic Outcome
Export to India	Aggregated supply, structured products, seasonal alignment	Nepal trades only through NEA; price-taker in power exchange	Higher price realisation; shift from opportunistic to strategic exporter
Large Industrial Consumers	Direct procurement at competitive rates under open access	No open access in practice; must buy from NEA at fixed tariff	Lower operating costs; stronger case for industrial investment
Green Hydrogen / Data Centres	Bankable long-term power contracts at market-linked rates	No contractual mechanism outside NEA PPA framework	New high-load demand centres; absorb dry-season surplus
IPPs / Project Finance	Multiple off-takers; diversified revenue streams	Single off-taker (NEA); balance sheet risk concentrates	Improved bankability; deeper investor pipeline for new projects
Cross-Border trade with Bangladesh	Nepal as regional anchor — reliable, structured, price-competitive	Limited multi-country trading framework; bilateral only	Nepal captures premium regional prices; reduces dependence on India alone

The table above is not a forecast, rather, it is a map of what becomes possible with the right commercial framework in place. None of these outcomes are automatic. All of them require a market architecture that allows electricity to be accessed, priced, and contracted efficiently. Nepal has the energy. The question is whether it builds the institutions to translate that energy into economic outcomes for generators, for industries, for the treasury, and for the region. The window to sequence this transition correctly is open now. A decade from now, with surplus volumes at three times current domestic consumption and infrastructure already financed on fixed PPA terms, correcting a poorly designed market will be significantly harder and more costly.

The opportunity is clear. The direction is clear. What is needed now is the institutional will to execute deliberately, sequentially, and without further delay.

The Road Ahead: A Phased Transition Framework

Nepal does not need to build a wholesale market overnight. It needs to build it correctly. The following framework outlines a phased transition across five dimensions i.e., legal, institutional, commercial, technical, and regional with milestones that are concrete enough to hold accountable.

Phase	Phase 1: Foundation (Year 1–2)	Phase 2: Market Activation (Year 3–4)	Phase 3: Full Market Operation (Year 5+)
Legal & Regulatory	Amend ERC Act to include NWEM oversight.	Establish Power Market Regulation. Issue business rules and bye laws	Full market surveillance and enforcement regime operational.
Institutional	Ring-fence Load Dispatch Centre within NEA. Define System Operator role formally.	Establish independent Market Operator entity. Set up clearing and settlement unit.	Market Operator fully independent. NEA exits trading role.
Commercial	Pilot bilateral open access for consumers ≥1 MW. Standardise PPA formats.	Launch Day-Ahead and Term-Ahead markets.	Introduce capacity payments for hydro.
Technology	Upgrade metering to interval standard for open access consumers.	Deploy settlement and accounting platform. Real-time telemetry for all plants.	Automated dispatch, nodal pricing capability,
Regional Trade	Formalise Nepal-India bilateral trading rules. Increase power exchange participation limits.	Negotiate with other regional players e.g., Bangladesh.	Nepal operates as a net price-maker in regional markets.

This roadmap is not a wish list; it is a sequenced set of dependencies. Phase 2 cannot begin without Phase 1's institutional foundations; Phase 3's regional ambitions require Phase 2's domestic market credibility. Each phase must be treated as a precondition for the next, not as a parallel workstream. Nepal's power sector has entered a phase where the question is no longer how to add capacity, it is how to extract value from the capacity already built and still to come. The country has constructed a strong foundation: investment in hydropower, expanding transmission, and growing regional connectivity.

A wholesale electricity market is not a theoretical reform for Nepal. It is the operational framework without which the next phase of sector development will remain commercially incomplete and progressively harder to correct as the system scales. The transition must be gradual and well-sequenced. It must prioritise regulatory clarity before trading platforms, institutional readiness before market activation, and payment security before open access. Premature liberalisation creates instability; delayed reform creates structural lock-in. Neither outcome is acceptable given what is at stake.

Nepal has already demonstrated the ability to build power infrastructure at scale. The next challenge and the next opportunity are to build the market framework that makes that infrastructure work for the economy.

Institutional Strength, Global Expertise: ERC's Reform Model

✍ **Sujoy Kumar Das**[1]

Introduction:

Eight Years of Regulatory Continuity and Institutional Growt Over the past eight years, the Electricity Regulatory Commission (ERC) has evolved as a central institution in Nepal's power sector governance, marking a period of sustained institutional strengthening, capacity enhancement, and regulatory consolidation. Established under the Electricity Regulatory Commission Act, २०७४ (2017) and the Electricity Regulatory Commission Rules, २०७५ (2018), the Commission was constituted in May 2019 as an independent regulator of Nepal's electricity sector, mandated to ensure transparent, predictable, and credible regulation across generation, transmission, distribution, and electricity trading activities.

Since its inception, ERC has made steady progress across successive stages of regulatory intervention. The Commission plays a critical role in regulating and overseeing the activities of utilities and Independent Power Producers (IPPs), including the review and approval of tariff petitions and other regulatory submissions made by licensees. Over time, ERC has transitioned from its formative phase of institution building toward a more structured, analytical, and rulebased regulatory framework, supported by systematic capacity enhancement and selective integration of global regulatory experience through embedded technical advisory support aligned with Nepal's institutional context.

Nepal's electricity sector is predominantly hydropowerbased, rendering it inherently subject to significant seasonal variability. Runofriver hydropower projects generate surplus energy during the monsoon months while experiencing sharp reductions in output during the dry season. This structural characteristic continues to influence system operations, power procurement strategies, and tariff outcomes. During lowgeneration periods, Nepal remains periodically dependent on electricity imports, whereas surplus energy during wet seasons is either underutilised or exported at

1 The author Sujoy Kumar Das serves as a regulatory and institutional advisory professional with experience in supporting power sector reforms and regulatory capacitybuilding initiatives. He has worked closely with the Electricity Regulatory Commission, contributing to the strengthening of regulatory frameworks, market readiness, and evidencebased regulatory processes through structured technical support and application of global best practices adapted to Nepal's evolving electricity sector. Presently he is contributing the Electricity Regulatory Commission as Embedded Advisor from MCA (**Mobile**: +919002726717) -- Editors

constrained margins. These challenges are further compounded by the predominance of singlepart (energyonly) tariff structures for hydropower and take or pay oriented PPAs with the IPPS. The risk associated with the generation variability is not equitably shared and is predominantly borne by NEA Further power transaction between generators and buyers operates on N:1 Model(i.e. many sellers and single buyer). Consequently, prevailing tariff arrangements provide limited regulatory incentives for firm power availability, storagebased hydropower, peaking capability, or ancillary services, thereby constraining investment signals for a diversified and resilient generation portfolio.

Despite substantial hydropower potential, Nepal continues to record comparatively low percapita income and electricity consumption, with percapita electricity use historically remaining around 300 units per annum. Limited industrialisation and modest productive electricity use have constrained domestic demand growth, even as generation capacity is expanding exponentially . Nevertheless, structural shifts in consumption are becoming apparent. Increasing adoption of electric vehicles, inductionbased cooking, and household electrical appliances is contributing to steady growth in electricity demand, signalling an early but important transition toward electricitybased energy use and reinforcing the need for regulatory certainty and institutional preparedness.

As reported in the NEA Annual Report for FY 2024/25, Nepal's installed electricity generation capacity reached 3,591 MW, with 434 MW commissioned during the year and a further 200 MW expected shortly. System peak demand stood at 2,901 MW, while national peak demand reached 2,409 MW. Nepal remained a net electricity exporter, recording 699 GWh of net exports and generating approximately NRs. 4.5 billion from cross-border trade, primarily with India. Total energy availability amounted to 15,641 GWh, with 55% supplied by IPPs, 34% by NEA and its subsidiaries, and 11% through imports. Domestic electricity consumption grew by 10.74% year-on-year to 11,343 GWh, with domestic and industrial consumers accounting for 42.3% and 36.5%, respectively.

On the infrastructure front, NEA made notable progress across generation, transmission, and distribution segments during FY 2024/25. Major hydropower projects such as Rasuwagadhi (111 MW) and Sanjen (Upper – 14.8 MW; Main – 42.5 MW) were completed, while projects including Madhya Bhotekoshi (102 MW), Rahughat (40 MW), and Tanahu (140 MW) advanced substantially. At the same time, 142 projects totalling 4,303 MW are under construction following financial closure, while 148 additional projects amounting to 4,203 MW remain at various stages of development. NEA has executed 494 Power Purchase Agreements with IPPs and its subsidiaries, covering a combined capacity of 11,436 MW, reflecting sustained investor participation under existing contractual and regulatory frameworks.

In this evolving context, one of ERC's early and significant regulatory interventions

was the issuance of the Directives on Electricity Consumer Tariff Determination, 2019 in November 2019. Representing the Commission's first comprehensive tariffsetting framework, the Directives were introduced during ERC's formative operational phase, when tariff rationalisation had become an immediate sectoral requirement. Accordingly, they were intentionally broad in scope, focusing on the establishment of fundamental tariff principles and procedural requirements for the submission and review of tariff proposals. The framework adopted an Annual Revenue Requirement (ARR)based approach, incorporating various categories of revenues, costs, and expenditures of regulated utilities.

Within this complex and rapidly evolving power sector landscape, the Electricity Regulatory Commission functions as a unique institution vested with quasilegislative authority to frame regulations, executive responsibility to implement them, and quasijudicial powers to enforce compliance. Through tariff determination, market regulation, performance monitoring, investor confidence building, consumer protection, and dispute resolution, ERC is entrusted with maintaining a careful balance between consumer interests and investor sustainability. The Commission's regulatory reform trajectory has therefore been institution led, analytically grounded, and structured as a long-term process of capacity enhancement and regulatory refinement, strengthened through structured technical collaboration, benchmarking of global regulatory standards, and institutional knowledge transfer embedded within ERC's daytoday regulatory functions.

Institutional Strengthening as the Foundation of Regulation

Effective electricity regulation is inherently dependent on institutional strength, capacity, and credibility. Over the past eight years, the Electricity Regulatory Commission has focused on systematically strengthening its institutional framework, internal processes, and regulatory capabilities to respond to the evolving complexity of Nepal's power sector. This institutional strengthening is being supported by embedded advisory inputs that facilitate development of standard operating procedures, analytical tools, and internal capacity-building frameworks aligned with international best practice.

From its formative stage, ERC prioritised the establishment of clear governance arrangements, regulatory procedures, and decision-making protocols aligned with its statutory mandate. Progressive formalisation of workflows and review mechanisms has enhanced transparency, analytical rigour, and predictability in regulatory outcomes—further reinforced through structured technical support and guided knowledge transfer initiatives.

Recent strengthening of institutional capacity is expected to enable ERC to expand the scope and quality of regulatory intervention, including tariff determination, licensing oversight, market regulation, and performance monitoring. The adoption of structured

analytical approaches and evidence-based assessment tools would further facilitate a shift toward rule-based and consistent regulation, better reflecting system realities and sectoral needs.

Improved internal capacity has also supported the contextual application of internationally recognised regulatory practices, adapted to Nepal's institutional and economic conditions. This has contributed to greater coherence and consistency in regulatory design, while safeguarding national priorities.

As a regulator vested with quasi-legislative, executive, and quasi-judicial authority, ERC is required to balance consumer interests, utility financial sustainability, and investment viability. Institutional maturity would progressively strengthen the Commission's ability to manage these competing objectives with clarity and consistency. Viewed as a continuous and internally driven process, institutional strengthening would lay a stable foundation for future marketoriented reforms and longterm power sector resilience, ensuring that global regulatory expertise is internalised within the Commission rather than remaining external to regulatory decisionmaking.

Enhancing Regulatory Frameworks through CapacityDriven Reforms

As institutional capacity within the Electricity Regulatory Commission has strengthened, regulatory frameworks are progressively evolving in scope, depth, and effectiveness. Capacity-driven reforms are expected to enable the Commission to move beyond foundational rule-making toward more structured, analytical, and outcome-oriented regulation, supporting both sector stability and market preparedness.

A key area of reform has been the refinement and expansion of regulatory instruments. Recent regulatory milestones include the approval of the Directives on Open Access in January 2026, alongside advancement of associated frameworks for sharing the cost and losses of dedicated transmission infrastructure, supported by structured stakeholder consultation and technical advisory inputs.

Regulatory capacity strengthening would also support improvements in compliance, and performance oversight. Clearer regulatory instruments and procedures would enhance monitoring of licensee obligations, contractual adherence, and operational performance across generation, transmission, and distribution segments. This would contribute to greater regulatory discipline and improved alignment between sector operations and policy objectives.

In parallel, ERC has progressively strengthened regulatory readiness for market-oriented mechanisms. Regulatory frameworks have increasingly reflected considerations related to competitive procurement, power trading, and system integration, acknowledging Nepal's transition from a supply-constrained environment toward conditions of seasonal surplus. This orientation has supported the development of regulatory conditions conducive to efficient power transactions, including emerging

cross-border electricity trade.

The evolution of regulatory frameworks has further been guided by comparative assessment and adaptation of international regulatory practices to domestic conditions. By contextualising globally recognised approaches within Nepal's legal, institutional, and market realities, ERC has been able to enhance regulatory design while maintaining national relevance and ownership.

Strengthening Market Confidence through Effective Regulation

Market confidence in the electricity sector is closely linked to the credibility, predictability, and consistency of regulatory actions. In Nepal's power sector characterised by long term investments, evolving market structures, and inherent hydrological risks, effective regulation plays a central role in reducing uncertainty and aligning stakeholder expectations.

In future, development of procedural instruments such as Conduct of Business Directives and strengthened dispute resolution frameworks—including Consumer Grievance Redressal Forum and Appellate Authority mechanisms—may further enhance regulatory transparency and institutional credibility.

Through predictable tariff methodologies, structured oversight, and consistent enforcement, ERC has progressively strengthened confidence among consumers, utilities, and investors.

Supporting Power Market Development through Regulatory Readiness

As Nepal's electricity sector moves from a supply-constrained context toward capacity expansion and seasonal surplus, regulatory readiness has emerged as a key enabler of power market development. The Electricity Regulatory Commission is progressively aligning its regulatory practices with market-oriented principles through transparent tariff structures, clearly defined licensing regimes, and consistent rules governing market participation, supporting efficient power trading and surplus management amid growing private sector participation and cross-border electricity trade. Strengthened regulatory oversight and performance monitoring are expected to improve coordination across generation, transmission, and distribution, enhancing system discipline in a hydropower-dominant system characterised by seasonal variability. Market readiness has further been reinforced through advancement of digital regulatory infrastructure, including finalisation of the Terms of Reference and budget for the Regulatory Information Management System and Distribution Management System (RIMS-DMS), positioning ERC for more effective data-driven regulation, transparency, and compliance monitoring.

Institutional Capacity as an Enabler of Reform Sustainability

Sustaining regulatory reform in the electricity sector is fundamentally dependent on the depth, continuity, and institutionalisation of regulatory capacity. The durable

reform outcomes are achieved not through isolated regulatory interventions, but through the gradual embedding of technical expertise, analytical processes, and institutional practices within the organisation. Strengthened internal capacity is expected to enable the Commission to retain regulatory knowledge, ensure consistency across decisionmaking cycles, and respond adaptively to evolving sector conditions without compromising regulatory stability. By progressively integrating regulatory skills, procedural discipline, and evidencebased analysis into daytoday operations, ERC would reduce dependence on ad hoc approaches and strengthened institutional memory. This is particularly important in navigating recurring sectoral challenges such as tariff adjustments, system variability, stakeholder disputes, and market transition pressures. Viewed as a continuous and internally driven process, structured onboarding programs, thematic technical sessions, and systematisation of regulatory processes introduced with embedded advisory support have strengthened institutional memory and reduced reliance on ad hoc regulatory interventions.

Responding to an Evolving Power Sector Landscape

Nepal's power sector is undergoing a period of accelerated change, driven by rapid capacity addition, shifting demand patterns, increased private sector participation, and growing integration with regional electricity markets. The transition from a historically supplyconstrained system toward one characterised by seasonal surplus, diversified generation sources, and expanding crossborder trade has introduced greater operational and regulatory complexity. These dynamics require regulatory approaches that are adaptive, forwardlooking, and grounded in sound technical and economic analysis. In this context, the Electricity Regulatory Commission's preparedness to respond effectively rests on the institutional capacity it has progressively developed over time. Strengthened analytical capability, structured regulatory processes, and improved access to systemlevel information have enabled the Commission to respond to emerging challenges with informed and robust regulatory practices. This includes addressing seasonal variability, balancing shortterm system requirements with longterm investment signals, and aligning regulatory frameworks with evolving market and policy objectives. As the sector continues to evolve toward greater complexity and integration, ERC's ability to anticipate change, adapt regulatory instruments, and maintain consistency in decisionmaking will remain critical to ensuring regulatory stability, market confidence, and sustainable power sector development. Access to improved analytical tools, system-level information, and regulatory data systems would strengthen ERC's preparedness to respond adaptively through informed and robust regulatory practices.

Sustaining Reform Momentum: The Way Forward

As Nepal's power sector continues to evolve, sustaining the momentum of regulatory reform will require a deliberate focus on consolidation, continuous learning, and institutional depth. The Electricity Regulatory Commission's immediate priority lies

in consolidating the regulatory reforms undertaken to date, ensuring that newly established frameworks, procedures, and practices are consistently applied and firmly embedded within the regulatory system. This consolidation is essential to preserve regulatory predictability, avoid policy reversals, and strengthen stakeholder confidence in the durability of the regulatory regime. At the same time, continued institutional learning and adaptation will remain critical as sector dynamics, technologies, and market arrangements grow more complex. Continued internalisation of global regulatory experience through structured technical collaboration will remain essential to maintaining regulatory discipline and reform continuity.

Conclusion: InstitutionLed Regulation for a Resilient Power Sector

The eight-year journey of the Electricity Regulatory Commission represents a phase of institutional consolidation strengthened by structured capacity enhancement and informed engagement with global regulatory best practices. Regulatory strength has emerged as a cornerstone of power sector development, enabling balanced outcomes across consumers, utilities, and investors.

Anchored in institutional capacity, analytical rigour, and adaptive regulation, ERC remains committed to sustaining reform momentum and advancing good electricity governance in support of a resilient, efficient, and future ready power sector in Nepal.

Handling Seasonal Energy Surplus in Nepal: Regulatory Approach for an Expanding Hydropower System

✍ **Saurab Dhakal**[1]

Nepal's electricity sector is presently experiencing a noteworthy structural shift. The country has faced challenges with electricity shortages and extended blackouts for many years. However, due to the swift advancement of hydropower initiatives recently, Nepal is slowly transitioning towards a situation where its electricity generation capacity surpasses local demand during specific times of the year. This developing seasonal energy surplus offers both a chance and a regulatory challenge. Consequently, effective policy and regulatory measures are crucial to ensure that this surplus energy is utilized efficiently and aids in long-term energy security and economic growth.

The swift development of run-of-river hydropower projects has played a major role in boosting Nepal's electricity generation capacity. These projects can be constructed more rapidly and need less storage infrastructure compared to alternatives. However, their power output is closely tied to river flow patterns. In the monsoon season, when river discharge surges, electricity generation increases markedly. In contrast, during the dry winter months, output drops sharply. This creates a paradox for Nepal: surplus electricity in the wet season and shortages during the dry season.

Managing this seasonal mismatch has emerged as a key regulatory policy goal. Established under the Electricity Regulatory Commission Act of 2017, the Electricity Regulatory Commission plays a significant role in developing regulatory frameworks that facilitate effective system operation in these changing circumstances. Strategic regulatory actions can improve system stability, minimize financial risks for producers, and maximize the use of available energy.

Promoting regional power trading is one of the main policy solutions to seasonal energy surplus. Nepal has the opportunity to export excess electricity to neighboring nations during the monsoon season due to its position between two major electricity markets. By giving hydroelectric projects an outlet for excess generated energy, cross-border power exchange can greatly increase their economic viability. Therefore, it is essential to have regulatory clarity on market access, transmission pricing methods, and power trading agreements. Investment in cross-border transmission infrastructure, as well as generation, might be attracted by the creation of open and predictable frameworks.

1 The author is assigned in the Electricity Regulatory Commission in the capacity of Joint Director. -- Editors

Encouraging further diversification of the hydropower portfolio is another crucial regulatory approach. Run-of-river projects make up a large portion of Nepal's current power mix. Even though these projects greatly increase capacity, the nation's ability to control seasonal fluctuation is hampered by the insufficiency of storage-based hydropower.

Storage and peaking hydropower projects are crucial for system balancing, as they store water during periods of high flow and supply electricity when conditions are dry. Policymakers may need to introduce varied tariff systems or additional incentives to promote the growth of these projects.

Demand-side management offers a significant but frequently overlooked solution to managing seasonal energy surpluses. Boosting domestic electricity use during the wet season can help make use of surplus production and enhance the efficiency of the power system. Initiatives such as electrifying transportation, encouraging electric cooking, and increasing industrial electricity consumption are effective strategies. Regulatory measures like time-of-use tariffs, demand-based incentives, and optimized pricing can motivate consumers to shift their electricity use to times when supply is abundant.

Another important aspect of handling seasonal surplus energy is the development of grid infrastructure. The efficient transfer of excess electricity to areas of demand can be ensured by expanding transmission networks both domestically in Nepal and internationally. Coordinated planning between transmission development and generation expansion becomes crucial in this situation. Transmission access may be kept transparent, nondiscriminatory, and aligned with long-term system planning goals, with regulatory monitoring supporting this.

In connection with seasonal surplus, the electrical sector's financial viability must also be carefully examined. System operators may be compelled to reduce generation when domestic demand for electricity exceed export capability. Both independent power producers and the state utility, Nepal Electricity Authority, may suffer financial consequences as a result of such restriction. Policies for regulations must secure that risk-sharing mechanisms within power purchase agreements and tariff framework remain fair, equitable and transparent.

In the future, Nepal's hydropower industry will enter a new stage of growth marked by increased regional electricity commerce, growing generation capacity, and changing market structures. Increasing power production is no longer the only challenge; effective supply management and ensuring energy resources are used as profitably as possible are also crucial.

Proactive regulatory leadership will be crucial in this changing environment. Nepal can turn the problem of seasonal surplus into a chance for economic expansion and regional energy cooperation by creating forward-thinking policies that address seasonal energy variability, advance regional power trade, support demand-side management, and encourage diversified hydropower development.

Strengthening ERC's Institutional Capacity: Collaboration between ERC and Green Growth Nepal

✍ **Dr. Hiramani Ghimire[1] & Medha Joshi[2]**

Why Regulation Matters

Effective electricity sector regulation has been a defining feature of successful energy transitions around the world. Robust regulatory frameworks promote efficiency, transparency, and investor confidence while safeguarding consumer interests. OECD evidence shows that reforms such as unbundling generation and introducing competition have reduced system costs and improved performance across member countries (OECD, 2017). Similarly, the World Bank's Regulatory Indicators for Sustainable Energy (RISE 2024) link strong regulatory institutions to lower transmission losses, greater renewable energy penetration, and better service delivery (World Bank, 2024).

Country experiences reinforce these findings. In India, the Central Electricity Regulatory Commission (CERC) has attracted substantial private investment and accelerated renewable deployment through transparent tariffsetting mechanisms (IEA, 2023). The UK's Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) has strengthened consumer protection and fostered competition in retail markets, improving service quality and innovation (Ofgem, 2022). Chile's electricity sector reforms created one of Latin America's most efficient power markets, reducing system losses and mobilising private capital (World Bank, 2021). In Germany and Denmark, strong regulatory oversight has enabled rapid wind and solar integration, underpinned by clear grid access rules and crossborder cooperation (IEA, 2024).

Recent data from the International Energy Agency confirms the broader trend: since 2020, global clean energy investment has grown by more than 60 percent, driven in part by governments strengthening regulatory standards, efficiency requirements, and renewable mandates (IEA, 2024).

The lesson is consistent and compelling. Countries with strong, credible regulators achieve lower costs, higher renewable adoption, and deeper investor confidence.

1 The author is assigned to the Green Growth Nepal Project (GGN) in the capacity of Component Lead, National Green Growth . (M 9841418444) -- Editors

2 The authoress is assigned to the Green Growth Nepal Project (GGN) in the capacity of Technical Specialist, National Green Growth. (M 9860828317) -- Editors

Regulation, therefore, is not merely a technical function; it is the foundation of sustainable electricity sector performance.

Where ERC Stands Today

Established in 2017, Nepal's Electricity Regulatory Commission (ERC) functions as an independent authority responsible for tariff determination, licensing, consumer protection, and dispute resolution. Its FiveYear Roadmap (2024–2029), alongside international assessments, presents the picture of a regulator that has made important progress while still confronting structural and capacity constraints.

ERC's strengths lie in its autonomy and growing transparency. Since its inception, the Commission has introduced costreflective tariffs, issued ten regulatory instruments, promoted competition in wholesale markets, and facilitated crossborder electricity trade with India. Public hearings and evidencebased decisionmaking have strengthened accountability. The World Bank's Global Electricity Regulatory Index (GERI 2022) notes that ERC has begun institutionalising practices that enhance consumer rights and sector efficiency (World Bank/ESMAP, 2022). Internally, the Commission has made progress on ICT adoption, recruitment of its own technical staff, and engagement with academic institutions to strengthen research and policy inputs.

At the same time, ERC's own assessments acknowledge persistent challenges. Institutional capacity remains limited, with staffing shortages, expertise gaps, and financial constraints. Resistance from stakeholders—particularly stateowned utilities and private developers—has slowed the pace of reform. USAID's Energy Sector Governance Assessment highlights low public awareness of ERC's role, weakening consumer engagement and accountability (USAID, 2021). Implementation gaps also persist. While the Roadmap identifies 48 activities, annual reviews may not fully capture systemic weaknesses, resulting in uneven enforcement (USAID, 2021; MCC, 2019).

Comparisons with international peers such as India's CERC, South Africa's National Energy Regulator (NERSA), and the UK's Ofgem underscore these limitations. These institutions benefit from stronger safeguards against political interference, larger and more specialised technical teams, and sustained consumer outreach programmes. Ofgem, for example, regularly publishes performance scorecards to build public trust, while CERC has advanced marketdesign and renewable integration frameworks. The World Bank's GERI further emphasises digitalisation—through smart grid monitoring, AIenabled forecasting, and automated compliance systems—as a key enabler of regulatory effectiveness, an area where ERC remains at an early stage (World Bank/ESMAP, 2022).

Green Growth Nepal

Green Growth Nepal (GGN) is an adaptive programme supporting the Government of Nepal's ambition to build a green, inclusive, and resilient economy that secures the

country's longterm prosperity.

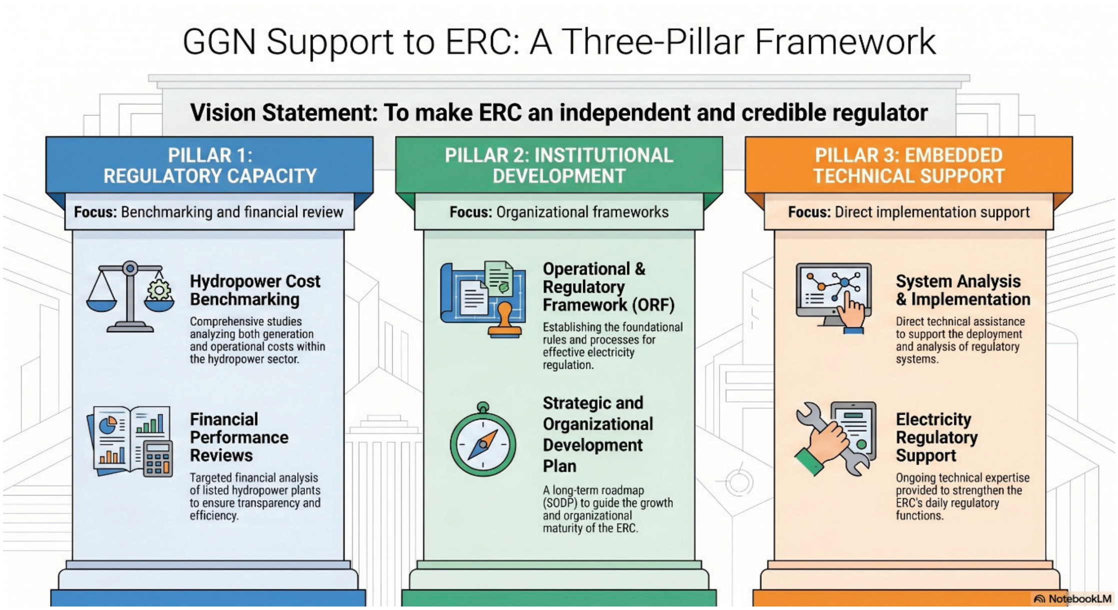
Funded by the UK's Foreign, Commonwealth and Development Office (FCDO) and implemented by PwC, GGN focuses on three strategic pillars:

- Enhancing sustainable economic policies and increasing foreign direct investment to drive green growth
- Empowering federal and local governments to develop and implement climateresilient projects
- Deepening Nepal's financial sector and mobilising climate finance to underpin green growth

Across these pillars, GGN emphasises policy reform and sustainable capacity building, extending support to provincial and local institutions alongside national bodies.

ERC and GGN: A Strategic Partnership

Nepal's energy sector is entering a decisive phase. The *Energy Development Roadmap and Action Plan 2024* sets out an ambitious trajectory: installed capacity is expected to rise from roughly 3,400 MW today to 28,500 MW by 2035, with half of that earmarked for export. Hydropower anchors this vision, supported by hundreds of projects already under construction. Private sector participation is projected to expand significantly, while crossborder trade with India and Bangladesh is reshaping market dynamics. Planned reforms promise liberalisation and open access trading, signalling a fundamental transformation of the sector.



Yet this ambition rests on a fragile foundation—the institutional capacity and effectiveness of the ERC. Expanding private participation across generation, transmission, distribution, and trade requires predictable rules, transparent tariffs,

and credible dispute resolution. Without a strong regulator, investor confidence, consumer protection, and the reliability of crossborder trade are all at risk.

Recognising this, GGN has placed ERC at the centre of its support strategy. The partnership is structured around three interlinked fronts: regulatory capacity, institutional development, and embedded technical assistance. Each intervention is designed not only to address immediate gaps but also to lay the groundwork for longterm sustainability, ensuring ERC evolves into a credible, independent regulator capable of steering Nepal's energy transition.

Enhancing ERC's Regulatory Capacity

GGN's support to ERC's regulatory capacity directly advances its objective of enhancing sustainable economic policy and attracting green investment. Transparent, costreflective tariffs, predictable licensing frameworks, and credible financial oversight are critical to reducing regulatory risk and lowering the cost of capital for hydropower, storage, and transmission projects. In Nepal, longstanding reliance on fixed tariff regimes has constrained price discovery and weakened investment signals. GGN's interventions therefore focus on strengthening ERC's analytical foundation to enable evidencebased, forwardlooking regulation.

A Hydropower Generation Cost Benchmarking Study disaggregated hydropower generation costs using technical parameters such as installed capacity, gross head, and energy generation, providing ERC with robust reference points for tariff determination. This directly reduces information asymmetry between regulators and investors and supports costreflective pricing. A complementary operational cost benchmarking study, currently underway, aims to establish reliable benchmarks for hydropower operating costs, reinforcing the transition away from rigid tariffs toward dynamic regulatory models. Experience from India's Central Electricity Regulatory Commission illustrates how such reforms are essential to sustaining investor confidence and competitive markets.

In parallel, GGN's ongoing review of listed hydropower companies contributes directly to its objective of deepening the financial sector and mobilising climate finance for green infrastructure. A credible regulator reduces uncertainty for banks, pension funds, international financiers and shareholders seeking stable, longterm returns. A comprehensive review of listed hydropower companies is being undertaken to strengthen ERC's financial oversight. By developing standardised indicators and reporting structures, this intervention enhances ERC's ability to regulate capitalraising practices transparently and consistently.

Together, these measures help create a stable and credible policy environment capable of mobilising foreign direct investment at scale—an essential condition for delivering Nepal's ambitious generation expansion and export targets.

Building ERC's Institutional Capacity

GGN's support to ERC's institutional development aligns with its objective of

empowering institutions to deliver climateresilient development. As climate variability increases hydrological uncertainty, regulatory decisions on dispatch, pricing, grid planning, and system adequacy will become more complex and consequential. Strengthening ERC's institutional systems is therefore vital to ensuring that climate risks are anticipated, managed, and embedded within regulatory outcomes rather than transferred to consumers or investors ex post.

While ERC has issued foundational instruments—including the Electricity Consumer Tariff Determination Directive (2076) and licensing procedures for generation, transmission, and distribution—several critical bylaws and market frameworks remain under development. Drafts of the Dispute Resolution Bylaw, Open Access Directives, and proposals on transmission line costsharing and corporate governance standards exist, but frameworks for competitive market operations, transmission pricing, and compliance monitoring remain incomplete. As a relatively young regulator, ERC also faces constraints arising from financial dependence, limited staffing, and overlapping mandates with other agencies.

GGN's work with ERC has therefore focused on helping ERC balance daytoday regulatory responsibilities while addressing these structural gaps. The Operational and Regulatory Framework (ORF) developed as part of GGN support marked a significant step in formalising internal governance, introducing fund utilisation guidelines, proposing human resource incentives, and recommending amendments to capitalmarket directives for hydropower entities. At the same time, inadequate coordination among MoEWRI, NEA, DoED, and SEBON continues to constrain regulatory coherence. In this context, there is an acute need for stronger institutional coordination mechanisms, including a Cabinetbacked Energy Coordination Council and reinforced technical working groups.

Building on the ORF, a fiveyear Strategic and Organisational Development (SOD) Plan is being advanced to support ERC's institutional maturity. Anchored in ERC's Roadmap 2024/25–2028/29, the plan prioritises regulatory independence, ICT integration, transparent decisionmaking, supervision and compliance, and human resource development.

By strengthening ERC's institutional resilience, GGN is helping to ensure that regulatory governance remains robust in the face of climate uncertainty and rapid sector expansion.

Embedded Technical Assistance

Recognising ERC's staffing constraints, GGN has provided embedded technical experts to bridge immediate gaps, sustain regulatory operations, and accelerate institutional learning. Specialist support has strengthened ERC's work on consumer protection frameworks, battery energy storage pricing methodologies, distribution network planning, and compliance monitoring—areas that directly influence bankability and investor confidence in emerging market segments.

Digitalisation has been a central pillar of this support. GGN has assisted in upgrading ERC's Document Management System, enabling a shift toward paperless filing, approvals, and reporting, reducing delays and improving traceability. Ongoing efforts focus on integrating the system with regulatory workflows, strengthening data security, and enabling analytical reporting based on licenseesubmitted data. Additional initiatives—including the development of an Advisor Portal and the conceptualisation of a Regulatory Information Management System with potential AIenabled automation—lay the groundwork for modern, datadriven oversight.

Challenges Ahead

A persistent constraint across these interventions has been the lack of reliable, centralised data. Although ERC is well positioned to serve as the sector's data repository, current practices remain fragmented. Licensee reports are often stored as scanned documents, DoED continues to rely on physical records, and independent power producer data is not centralised, creating gaps in evidencebased decisionmaking.

Institutionalising knowledge also remains challenging. Only recently has ERC begun recruiting staff through the Public Service Commission—a critical step toward building internal expertise. Continued reliance on external consultants raises sustainability concerns. While the SOD Plan represents progress, current staffing and systems remain insufficient for ERC to fully discharge its mandate.

Fragmentation of governance arrangements further compounds these issues. Overlapping mandates and misaligned planning cycles across MoEWRI, NEA, DoED, and SEBON create regulatory frictions and slow reform. Stronger coordination mechanisms are essential to reduce duplication and enable coherent sector planning.

Together, these challenges underscore ERC's core challenge: without reliable data, institutionalised knowledge, and effective coordination, its regulatory authority risks being undermined. Strengthening ERC, therefore, is not simply about drafting new rules or technical fixes, but about building an institution capable of commanding trust, integrating information, and coordinating across government.

The Way Forward

Consolidating ERC's role as a credible, independent regulator requires sustained efforts. Priority actions include establishing a centralised digital repository for sector data, institutionalising knowledge through continuous capacity development, and strengthening interagency coordination among MoEWRI, NEA, DoED, and SEBON. Addressing these gaps will enable ERC to move beyond reliance on external expertise and provide investors with confidence in transparent tariffs, reliable powerpurchase agreements, and effective transmission planning.

In this context, continued partnership between ERC and GGN will be critical for ERC's effectiveness. Potential areas of further collaboration include tariff methodologies for battery energy storage and pumpedstorage projects, operationalisation of the

Strategic and Organisational Development Plan, and deployment of digital systems to strengthen regulatory oversight. By advancing these reforms, ERC will achieve regulatory improvements that translate into lasting institutional maturity. And this will be much more than shortterm technical gains.

Nepal's energy ambitions cannot succeed without a strong regulator at their centre. GGN's threepronged support is already a step towards strengthening ERC's tools, processes, and credibility. Lasting impact, however, will depend on improved coordination, financial autonomy, and genuine independence. Effective regulation is not merely a technical requirement—it is the cornerstone of Nepal's green growth and its future as a regional energy hub.

References

Asian Development Bank. (2020). *Nepal energy sector assessment, strategy, and road map*. Asian Development Bank. https://www.adb.org

Electricity Regulatory Commission Nepal. (2024). *Fiveyear roadmap 2024–2029*. Electricity Regulatory Commission. Kathmandu, Nepal.

Gilardi, F. (2005). The formal independence of regulators: A comparison of 17 countries. *Journal of European Public Policy, 12*(2), 201–220. https://doi.org/10.1080/13501760500084471

International Energy Agency. (2023). *India energy policy review 2023*. IEA. https://www.iea.org/reports/india-energy-policy-review-2023

International Energy Agency. (2024a). *World energy investment 2024*. IEA. https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024

International Energy Agency. (2024b). *Renewables integration in Europe 2024*. IEA. https://www.iea.org/reports/renewables-integration-in-europe-2024

Millennium Challenge Corporation. (2019). *Nepal compact: Energy sector analysis*. MCC. https://www.mcc.gov

OECD. (2017). *OECD competition assessment toolkit: Electricity sector reforms*. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/9789264274651-en

Office of Gas and Electricity Markets. (2022). *State of the energy market 2022*. Ofgem. https://www.ofgem.gov.uk/publications/state-energy-market-2022

United States Agency for International Development. (2021). *Energy sector governance assessment: Nepal*. USAID. https://www.usaid.gov

World Bank. (2021). *Chile energy sector review*. World Bank Group. https://documents.worldbank.org

World Bank. (2024). *Regulatory indicators for sustainable energy (RISE) 2024*. World Bank Group. https://rise.worldbank.org

World Bank/ESMAP. (2022). *Global electricity regulatory index 2022*. World Bank Group. https://www.worldbank.org

विद्युत् नियमन आयोगमा पूर्व तथा कार्यरत लेखक महानुभावहरु

विद्युत् नियमन आयोगमा सेवाग्राहीको अपेक्षा, प्राप्त सेवा तथा सुधारका सम्भावित क्षेत्रहरू

✍ अम्बिका बस्नेत[१]

नेपालको विद्युत् क्षेत्र जलस्रोतमा आधारित अर्थतन्त्रको मेरुदण्डको रूपमा विकास भइरहेको छ । उत्पादन, प्रसारण, वितरण तथा व्यापारका गतिविधि तीव्र गतिमा विस्तार भइरहेका छन् । यस्तो अवस्थामा विद्युत् क्षेत्रलाई सन्तुलित, पारदर्शी, प्रतिस्पर्धात्मक र उपभोक्ता-हितमैत्री बनाइराख्ने प्रमुख जिम्मेवारी नियामक निकायको हुन्छ। यही भूमिकामा कार्यरत छ विद्युत् नियमन आयोग (Electricity Regulatory Commission, Nepal) ।

म यस कार्यालयमा विगत तीन वर्षदेखि कार्यरत रहँदा सेवाग्राहीहरूसँग प्रत्यक्ष वा अप्रत्यक्ष रूपमा उनीहरूको अपेक्षालाई नजिकबाट नियाल्ने र गुनासो सुन्ने अवसर प्राप्त गरेको छु। यस अवधिमा सेवाग्राहीले राखेको अपेक्षाका साथसाथै उनीहरूले पाएका सेवा-सुविधा, र अझ सुधार गर्नुपर्ने पक्षहरू नजिकबाट अवलोकन गर्ने अवसर मिलेको छ ।

१. सेवाग्राहीको अपेक्षा : नियामकप्रतिको विश्वास र आशा

आयोगमा आउने सेवाग्राहीहरू विभिन्न प्रकारका हुन्छन् जसमा विद्युत् उत्पादन कम्पनी, प्रसारण तथा वितरण कम्पनी, लगानीकर्ता, परामर्शदाता तथा अन्तिम उपभोक्ता पर्दछन्। यिनीहरूको अपेक्षा भिन्न-भिन्न भए तापनि केही साझा पक्षहरू स्पष्ट रूपमा देखिन्छन्।आयोगले उनीहरूको काम सर्वसुलभ ढंगले गरिदियोस भन्ने आमसेवाग्राहीहरूको अभिलाषा हुने गर्दछ ।

(क) समयमै निर्णय र सेवा प्रवाह

सबैभन्दा बढी उठ्ने विषय भनेको प्रक्रियागत ढिलाइ हो ।विद्युत् महसुल दरको स्वीकृति, विवाद समाधान वा अन्य अनुमतिका लागि सेवाग्राहीले निश्चित समयसीमाभित्र निर्णयको अपेक्षा गर्छन्। लगानीकर्ताका लागि समय नै लागत हो। ढिलाइले परियोजनाको वित्तीय संरचनामा प्रत्यक्ष असर पार्छ। त्यसैले उनीहरू पूर्वानुमानयोग्य र समयबद्ध सेवा चाहन्छन् ।

(ख) पारदर्शिता सहित स्पष्ट मापदण्ड

दर निर्धारण, लागत स्वीकृति वा प्राविधिक स्वीकृतिका आधारहरू स्पष्ट र सार्वजनिक हुनुपर्ने अपेक्षा हुन्छ। नियमको अस्पष्टताले अनावश्यक भ्रम र अविश्वास जन्माउँछ । सेवाग्राहीले समान व्यवहार (equal treatment) को अपेक्षा राख्छन् ।

१ लेखिका विद्युत् नियमन आयोगमा कम्प्युटर अपरेटर पदमा कार्यरत हुनुहुन्छ --- सम्पादक ।

(ग) पेशागत र सेवामैत्री व्यवहार

सेवाग्राही कार्यालयमा आउँदा मार्गदर्शन, सहयोग र सम्मानजनक व्यवहार अपेक्षा गर्छन्। नियामक निकाय भए पनि व्यवहार सेवामुखी हुनुपर्छ भन्ने धारणा बढ्दो छ ।कतिपय सेवाग्राहीहरू सेवा लिने क्रममा आवेगमा आउननसक्ने सम्भावना पनि रहन्छ र त्यस्तो अवस्थामा कर्मचारीले बोलीमा मिठास, विनम्रता तथा समन्वय राखेर कुरा गर्नुपर्ने हुन्छ।

(घ) निष्पक्ष सुनुवाइ

उपभोक्ताले सेवाप्रदायकप्रति गरेको गुनासो वा कम्पनीहरूका बीचको विवाद वा उपभोक्ता र कम्पनीका बीचको विवादमा आयोगले तटस्थ र निष्पक्ष निर्णय गरोस् भन्ने जनअपेक्षा सर्वाधिक महत्त्वपूर्ण छ। नियामकको विश्वसनीयता र साख यसैमा निर्भर हुन्छ।

(ङ) डिजिटल र सरल प्रक्रिया

आजको डिजिटल युगमा अनलाइन आवेदन, दस्तावेज अपलोड, स्थिति ट्र्याकिङ र इमेलमार्फत सूचना प्राप्ति जस्ता सुविधा सेवाग्राहीको यी सब सामान्य अपेक्षा बनिसकेका छन् ।हालै नियमन आयोगले पनि यसमा आफ्नो गति अघि बढाइरहेको छ ।सुरुका दिनमा यसलाई सुचारु गर्न अलि चुनौती भएता पनि निरन्तर अभ्यासले यो सम्भव रह्यो ।हाल सेवाग्राही पनि यस सवालमा सन्तुष्ट नै भएको महसुस हुन्छ ।

२. सेवाग्राहीले पाएका सेवा र उपलब्धि

पछिल्ला दिनहरूमा आएर आयोगले विद्युत् क्षेत्रलाई व्यवस्थित बनाउन उल्लेखनीय प्रयास गरेको देखिन्छ।

(क) दर निर्धारणमा गतिशील आधार

विद्युत् महसुल दर स्वीकृति प्रक्रिया अगाडि बढाउँदा लागत विश्लेषण, लगानी प्रतिफल र उपभोक्ता हितलाई सन्तुलनमा राखेर गरिएको छ। यसले उपभोक्तालाई अनावश्यक महँगो शुल्कबाट जोगाउनुका साथै लगानीकर्तालाई उचित प्रतिफल सुनिश्चित गर्ने प्रयास गरेको छ।

(ख) नियामकीय ढाँचा सुदृढीकरण

आयोगले प्रत्यायोजित विधायन अन्तरगत आफ्नो विधायकीय अधिकार प्रयोग गरी निर्देशिका, मापदण्ड तथा कार्यविधि जारी गरेर नियमन प्रक्रियालाई संस्थागत बनाएको छ। यसले अनौपचारिक अभ्यासभन्दा कानुनी प्रक्रियालाई प्राथमिकता दिएको छ।

(ग) विवाद समाधानको संरचना

उत्पादक, प्रसारण तथा वितरण कम्पनीबीचका विवाद समाधानका लागि औपचारिक सुनुवाइ प्रणाली स्थापना हुनु सकारात्मक उपलब्धि हो ।आयोगले यसलाई पक्षलाई प्राथमिकतामा राख्नुपर्छ र राख्दै आएको पनि छ।

(घ) सूचना पारदर्शिता

निर्णय, आदेश र दर सम्बन्धी सूचना सार्वजनिक गर्ने अभ्यास कार्य बढेको छ। यसले नियामकप्रतिको विश्वास वृद्धि गरेको देखिन्छ ।आयोगले सेवाग्राही कै हितको निमित्त हरेक काम कर्तव्यलाई मध्येनजर गरेर सूचना मार्फत जानकारी गराउने गरेको छ।

(ङ) उपभोक्ता हित संरक्षण

गुनासो दर्ता र सुनुवाइ प्रणालीमार्फत उपभोक्तालाई आवाज उठाउने अवसर प्रदान गरिएको छ ।आयोगमा आएका जुनसुकै गुनासोलाई पनि प्राथमिकताको हिसाबले दर्ता गरेर त्यसको तथ्य सत्य के भएको हो निचोड निकाल्ने काम पनि आयोगले गर्ने गर्दछ ।

३. सुधार गर्नुपर्ने सम्भावित क्षेत्रहरू

यद्यपि प्रगति उल्लेखनीय छ, अझ प्रभावकारी र सेवामैत्री बनाउन निम्न सुधारहरू आवश्यक देखिन्छन्:

(क) समयसीमा व्यवस्थापन र ट्र्याकिङ प्रणाली

हरेक सेवाको स्पष्ट समयसीमा तोकी अनलाइन ट्र्याकिङ प्रणाली विकास गर्न सकिन्छ । यसले पारदर्शिता बढाउनेछ र अनावश्यक अनुगमन घटाउनेछ ।

(ख) पूर्ण डिजिटल रूपान्तरण

फाइल व्यवस्थापन, अभिलेखीकरण, बैठक निर्णय र पत्राचारलाई पूर्ण डिजिटल प्रणालीमा लैजान सके कार्यक्षमता उल्लेखनीय रूपमा बढ्नेछ ।

(ग) सेवाग्राही सहायता कक्ष (Help Desk)

एकीकृत सूचना तथा परामर्श डेस्क स्थापना गरी सेवाग्राहीलाई प्रारम्भिक मार्गदर्शन उपलब्ध गराउन सकिन्छ ।

(घ) क्षमता अभिवृद्धि

कर्मचारीहरूको प्राविधिक, आर्थिक तथा कानुनी तालिम नियमित रूपमा गरिनु आवश्यक छ । नियमन क्षेत्र जटिल र परिवर्तनशील भएकाले अद्यावधिक ज्ञान आवश्यक हुन्छ ।

(ङ) जनचेतना कार्यक्रम

उपभोक्ता अधिकार, दर संरचना र गुनासो प्रक्रियाबारे जनस्तरमा अझ व्यापक जानकारी आवश्यक छ ।

(च) आन्तरिक समन्वय

शाखा तथा विभागबीचको सूचना आदान-प्रदान छिटो र प्रभावकारी बनाउन आन्तरिक समन्वय सुदृढीकरण आवश्यक छ ।

(छ) कार्यसम्पादन मूल्याङ्कन

समयबद्ध सेवा प्रवाह र उत्तरदायित्व सुनिश्चित गर्न कार्यसम्पादन मूल्याङ्कन प्रणाली अझ स्पष्ट बनाउन सकिन्छ ।

४. समग्र निष्कर्ष

आयोगले विद्युत् क्षेत्रको नियमनमा स्थापना भएको छोटो समयमा नै आधारभूत संरचना निर्माण गरिसकेको छ र अझै अन्य थप संरचनाहरू निर्माणाधीन अवस्थामा रहेका छन् । सेवाग्राहीहरूले कानुनी सुरक्षा, दर निर्धारण, विवाद समाधान र उपभोक्ता संरक्षणका लागि सेवा प्राप्त गर्दै आइरहेका छन् ।तथापि, डिजिटल रूपान्तरण, समय व्यवस्थापन, सेवामैत्री व्यवहार र जनचेतना विस्तारमा अझ सुधारको सम्भावना प्रशस्त छ ।नियामक निकायको विश्वसनीयता पारदर्शिता, निष्पक्षता र उत्तरदायित्वमा निर्भर हुन्छ । सेवा र नियमनबीच सन्तुलन कायम राख्दै निरन्तर सुधारको संस्कृतिलाई संस्थागत गर्न सके आयोग अझ प्रभावकारी, विश्वसनीय र जनमुखी नियामक निकायको रूपमा स्थापित हुनेछ ।

Power Purchase Agreement (PPA): An Overview

✍ **Dr. Jhamak Prasad Sharma**[1]

Background

We know that every aspect of the engine of progress in the contemporary society is driven by the electricity. Electricity service has five dimensions namely, generation, transmission, distribution, trade and consumption. Among them the former four dimensions drive and affect the consumption sector. The contemporary world has adopted the practice of unbundling in the electricity service. Unbundling is the process of breaking up a package of products or services into its individual components to be sold separately. This involves separating the production and supply of energy from the infrastructure (generation, transmission and distribution). This is often a regulatory requirement designed to prevent monopolies and ensure fair competition. In this context when the power generation project and power distributor are separate entities the generator has to sell and the distributor has to purchase the power by concluding a contract which is called PPA (विद्युत् खरिद बिक्री सम्झौता in Nepali). Hence the PPA is the central contract for any power generation project. PPA is a long-term contract between an electricity generator and a buyer (offtaker), commonly used for renewable energy projects to secure stable, fixed-price energy over 5–20 years. They enable project financing by guaranteeing revenue, while helping corporate buyers achieve sustainability goals.

PPAs are generally categorized into physical (actual electricity delivery) and virtual (financial settlement) types, with on-site, off-site, and sleeved variations based on how the energy is delivered. The primary types are:

- Physical PPA (On-site/Direct Wire): The generator supplies electricity directly to the buyer's site, bypassing the public grid.
- Physical PPA (Off-site/Sleeved): The project is remote, and the electricity is transported via the public grid, usually requiring a utility to act as an intermediary to "sleeve" the power. A sleeved Power Purchase Agreement (PPA), sometimes referred to as a direct PPA, retail PPA, or physical PPA, is a contractual structure where a third-party intermediary—typically a licensed electricity utility or retailer—facilitates the delivery of renewable energy from a generator to a buyer. It acts as a middle ground between "behind-the-meter" physical delivery and virtual/financial

1 The author is assigned to the Electricity Regulatory Commission in the capacity of Member. (M 9841895321) -- Editors

PPAs.

- **Virtual PPA (VPPA/Financial):** A financial contract (derivative) where no physical electricity changes hands. It settles the difference between a fixed price and the market price.
- **Merchant PPA:** A PPA where the producer sells electricity directly to a trader or in the market, often with shorter terms.

PPAs are typically categorized based on how the electricity is delivered, who the parties involved are, and how risks like pricing and production are handled. While there are many variations, most PPAs fall under these primary categories:

1. Delivery & Location Types

The most common way to distinguish PPAs is by whether electricity is physically delivered to the buyer.

- **Physical PPA:** The generator sells and delivers physical electricity to the buyer. This can be through the public grid or a direct connection.
  - On-site PPA (Direct Wire): The renewable system (like solar panels) is installed directly on the buyer's property. Power is consumed where it's generated, often bypassing the public grid.
  - Off-site PPA: The power plant is located remotely, and electricity is delivered through the public transmission grid.
- Virtual PPA (VPPA) / Synthetic PPA: This is a financial contract, not a physical one. The buyer doesn't take delivery of the electricity but receives renewable energy certificates (RECs) while settling the difference between a fixed "strike price" and the market price.
- Sleeved PPA: A hybrid approach where an intermediary utility "sleeves" (manages the delivery of) electricity from an off-site generator to the buyer's site through the grid.

2. Contracting Party Types

PPAs are also defined on the basis of who is buying and selling the power.

- Corporate PPA: A contract between a private business (the buyer) and a power producer.
- Utility PPA: An agreement where a utility company buys power from a producer to resell to its customers.
- Government PPA: An agreement where a government entity is the end consumer.
- Retail PPA: Often used by smaller businesses, where a retailer aggregates renewable energy from various projects and sells it to the customer at a negotiated rate.

3. Risk and Pricing Structures

Contracts are often tailored to manage specific financial or operational risks.

- Pay-as-Produced PPA: The buyer must take all the power the plant generates,

meaning the buyer bears the risk if production is higher or lower than expected.

- Baseload (Firm) PPA: The generator guarantees a fixed, constant volume of power, regardless of actual production. The producer bears the risk of meeting this volume.
- Portfolio PPA: Allows a buyer to purchase power from a collection of different renewable projects rather than just one, helping to diversify risk.

Giving due consideration to the limited public and concessional capital, the utilities (also governments) choosing the project finance route have to carefully consider the demands of the sponsors and of the lenders where it becomes essential to understand their key concerns to avoid the failure of the project. Since the PPA is an agreement defining the cash flow structure of a project, it becomes a central to the bankability of a transaction which also means that the offtaker's creditworthiness will be a primary focus of the lender's credit analysis of the project. Further, the risks like delay in construction, currency convertibility and transferability, and political and natural force majeure need to be properly allocated while negotiating a PPA.

In an electricity framework either it may be unbundled one or bundled one, there are both primary actors and secondary actors of PPA. The generator or power producer has to sell (evacuate) the generated electricity to a transmission company or distribution company or offtaker (buyer) or in some cases directly to the consumer for which PPA has to be concluded. In this context there are both primary and secondary actors being involved in the negotiation and development process of PPA.

The primary actors are buyer (offtaker) and seller (power generation company) who are the main signatories of PPA subject to their agreed terms and conditions set forth in the respective PPA. The number and role of secondary actors may vary in different situation depending on the legal and regulatory context of a respective country. In general such types of secondary actors of PPA may be listed as host country government, regulatory body, consumers, transmission companies, distribution companies, lenders, fuel suppliers, engineering, procurement and construction (EPC) contractor (construction company), plant operator, system operator etc.

In addition to the aforementioned primary and secondary actors, the sectoral regulator of electricity has an apex role in PPA. In Nepal the Electricity Regulatory Commission (ERC) plays such role as it has to approve the PPA by giving due consideration to the welfare of all stakeholders namely, investor, generator, transmitter, trader and ultimately the consumers in which various aspects of tariff fixation namely, investment, production, transmission, distribution, cost and benefit, and also public sentiment and social welfare.

Project Finance

Project finance is the financing of a project company by equity investors and lenders based on the projected (contractual) cashflows of the project and the underlying power asset value.In such financing the sponsors/developers invest equity and the

lenders provide long-term debt to the project company. Since the power projects have high capital costs because of being large and expensive, they need significant capital. For that purpose a well drafted and balanced PPA is necessary so as to attract such level of financing.

Bankability

The bankability concept is continuously evolving and it is subject to change depending on the context of the project, evolution of the technology, host country regulation and lender perception of the associated risks. However a careful consideration is needed in it so as to avoid the failure of a power project. Payment security is duly considered as the parties often put in place mechanisms to prevent interruptions to the projected stream of payments under the PPA. It is natural that the lenders require a security interest over the assets of the project to secure the revenue of the project. Furthermore, since the step-in rights allow the lenders to take control of the project company in the event of default of a project company; they also require step-in rights in the event of failure by the project company to fulfil its contractual obligations.

Offtaker credit support also is necessary in a PPA to improve the bankability of the concerned power project. The host government will typically provide some form of such credit support to the offtaker which may include a combination of sovereign guarantees, comfort letters, put-and-call option agreements[2], letters of credit, and escrow account[3] provisions to provide payment liquidity and foreign currency availability.

Tariff structures

The tariff structure in a PPA can be either dispatchable structure or non-dispatchable structure. The dispatchable structure means that the tariff structure for dispatchable technologies (thermal and large hydro) includes a payment for the capacity made available to the offtaker and a payment for energy that is actually dispatched by the offtaker. The non-dispatchable structure means that the tariff structure for non-dispatchable technologies (wind, solar and smaller run of river hydro) consists primarily of a payment for the energy generated by the generation facility. A fed-in tariff[4] may also be used to incentivize renewable energy projects.

---

2 A Put and Call Option Agreement is a contract combining a call option (buyer can force a sale) and a put option (seller can force a purchase) over an asset, such as property or shares, at a future date and predetermined price. Used heavily in property development and corporate transactions, these agreements offer time to conduct due diligence, obtain approvals, or delay settlements, with options often exercised within specific, strict timeframes.

3 An escrow account is a secure, third-party managed account that holds funds or assets on behalf of contracting parties until specific conditions are met. In real estate, it holds earnest money during negotiations and later collects a portion of monthly mortgage payments to pay property taxes and homeowners insurance on the borrower's behalf.

4 A feed-in tariff (FiT) is a policy mechanism designed to accelerate investment in renewable energy by offering long-term contracts to producers, typically guaranteeing a fixed, above-market price for the electricity they feed into the grid. These programs, often lasting 10-25 years, enable homeowners and businesses to sell excess solar, wind, or biomass energy, fostering renewable growth.

In Nepal there is the practice of take-or-pay clause in the PPA. This clause provides that the power purchaser must pay for an agreed quantity of electricity regardless of whether it actually takes that quantity or not. A take-or-pay clause is a contractual provision, common in long-term energy and supply agreements, requiring a buyer to either purchase a minimum quantity of goods (take) or pay a penalty fee if they fail to do so (pay). It secures stable, predictable revenue for sellers (covering fixed costs and debt) while guaranteeing supply for buyers.

Risk factors of PPA

Risk management is an unavoidable component of PPA in which allocation of risk is to be duly considered. The risks inherent in the PPA should be allocated to parties best equipped to mitigate that risks. Such risks may be mentioned as follows:

Seller Risk: The seller will typically bear the risks associated with their construction and operation obligations under the PPA. Such risk may be the risk of failure to commence construction, failure to reach the contract COD or the failure of the constructed plant to satisfy the capacity requirement. There may be exception to seller risk in which the seller may be excused from a failure to meet its obligation when the delay is a result of the offtaker's action (or inaction). In such case, the seller may be granted additional time or compensation for any additional costs incurred in resolving the delay.

Offtaker risk: The offtaker will typically bear the risk of lower-than-expected demand in the power market. Such risk is allocated to the offtaker through the use of capacity payments[5], in the case of dispatchable projects, or by undertaking to buy all electricity the plant generates aand delivers, in the case of non-dispatchable renewable energy projects.

Force majeure risk: Force majeure is a situation beyond control. The seller or offtaker may be released from obligation under the PPA in a situation of occurrence of events that are beyond control and which reasonably was not foreseen. In addition to the release of obligation, the seller may also be entitled to receive capacity payments if certain force majeure events occur. In a PPA it is often important to draw a distinction between force majeure affecting the offtaker and the project company respectively. Where the offtaker is affected by force majeure, the PPA would usually provide for continuation of capacity and energy payments to the project company during the period of the force majeure. If the effect of the force majeure event affecting the offtaker is to delay the COD date, the project company may be entitled to claim a deemed completion in which the project company may be entitled to deemed capacity payments that cover debt service (which would have commences on the original COD date) and any additional project costs incurred as a result of the delay. A project company will also expect financial relief as well as time relief in case it is

5 The capacity payments are fixed, regular payments made to electricity generators for being available to produce power, regardless of whether they actually generate electricity. These payments ensure grid reliability by guaranteeing revenue for backup power plants (peakers) needed during peak demand, covering their fixed costs and providing investment incentives.

affected by local political force majeure.

Risk relating to stabilization clauses of PPA: The sellers may be posed risks as a result of changes in tax and in laws. Such changes can fundamentally alter the economics of the original agreement. The PPA will typically include terms allowing the seller to be made economically whole in the event of a material change.

Risk relating to foreign exchange: The convertibility risk may occur in a situation when payments under the PPA are in local currency, and the debt for the project is a foreign currency. The power producer is subject to the risk of being unable to convert the local currency to satisfy the foreign currency debt payments.

Default of PPA

In general, a PPA default occurs when a seller or buyer breaches contract obligations (e.g., failing to deliver energy, failing to pay, or not meeting commercial operation deadlines). Default triggers a cure period[6], typically 30–90 days, after which the contract may be terminated, potentially allowing lenders to take over project rights. The default may

Since the default is followed by cure period; the actual cure periods under a PPA are typically negotiated and will depend on the nature of the market, the structure of the project, and the generation technology. The offtaker events of default can be noted as failure to pay, insolvency, misrepresentation, failure to meet offtaker construction milestone, default under another key project agreement, change in law etc.

Likewise, the applicability of project company events of default to a particular project depends in large part on the project structure; and such events of default can be noted as failure to reach financial closure, insolvency, misrepresentation, failure to commence construction, failure to achieve COD, abandonment of the project etc.

Non-default events

Non-default events (or non-default losses, NDL) are financial or operational losses incurred by a Central Counterparty (CCP) or organization resulting from events other than the default of a clearing member. These include risks like cyber-attacks, fraud, theft, investment losses, legal liability, or custodian failures, rather than a member failing to pay etc. The non-default events in a PPA are specific, predefined circumstances that allow for the termination of the contract or temporary relief from contractual obligations without either party being held in legal default. These events are typically outside the reasonable control of either party and include acts of God, major political disruptions, or specific regulatory changes.

If the performance of the PPA is rendered impossible even in a situation of no fault of either party, the offtaker or the project company usually have the right to terminate the PPA. This happens mainly because of force majeure events either political or

6 A cure period is a specified timeframe in a contract, typically 30 to 90 days, allowing a defaulting party to fix a breach (e.g., missed payment, failure to perform) before severe penalties, such as contract termination or loan acceleration, are enforced. It functions as a legal grace period to remedy non-compliance.

non-political, persisting for a prolonged period of time, and making impossible the performance of obligations by one or more parties under the PPA. Either the offtaker or the project company may terminate the PPA in a situation of prolonged natural force majeure events, prolonged foreign political force majeure events, prolonged local force majeure events, etc.

Dispute Resolution

Since a PPA is a long-term contract, there may arise dispute between the contracting parties in course of time in spite of negotiating a sound PPA and best intentions. When a dispute appears, all of the parties are interested to resolve dispute as quickly, efficiently and amicably as possible because a prolonged dispute is detrimental to them. So proper resolution mechanism is adopted subject to the requirement of situation.

Informal resolution mechanism: After the execution of the PPA, when a dispute arises, the best thing parties can do is dialogue or to talk to each other by the technical staff which resolves most of the disputes immediately. If the issue is not resolved, a discussion between the senior management of both the offtaker and the project company can be fruitful. PPAs normally require that the parties negotiate in good faith so as to amicably resolve the dispute.

Formal resolution mechanism: The formal resolution mechanisms can be mediation, arbitration, or litigation. The choice of proper mechanism depends on the interest of the relevant party. After failure of mediation or arbitration, the ultimate step is litigation in which the party has to file a complaint to the competent authority or court. In Nepal the Electricity Regulatory Commission has the jurisdiction to hear such case in the capacity of quasi-judicial body.

Boilerplate Provision

Boilerplate provision is also called back-of-the-document provision. It is a standard, repetitive, and often non-negotiated clause placed at the end of legal contract. It governs the "mechanics" or operational aspects of the agreement rather than the substantive business terms, covering issues like jurisdiction, severability, and amendments. Despite being routine, such clause is essential for managing legal risks and ensuring the contract functions properly. Hence, boilerplate provision in a PPA is standard, "miscellaneous" clause typically located at the end of the contract. While not covering the core commercial terms (like price or volume), such clause is essential for regulating how the contract operates, how it is interpreted, and how disputes are handled. It also denotes limitation of liability, indemnification, governing law and others.

Other varieties of PPAs

There are also other types of PPAs that are different from the traditional projects mentioned above. Some of them are described below:

(a) Captive Power PPAs:

Captive Power PPAs are contracts where a power consumer buys electricity directly from a dedicated generator—often renewable—constructed to meet their own energy needs, frequently utilizing open access transmission. These agreements offer substantial cost savings (30-50%) through waived cross-subsidy surcharges, long-term price stability, and enhanced energy security. Such PPAs can be entered into for on-grid or off-grid power plants. The parties are usually two private entities. The credit quality of the offtaker will require careful investigation and a parent company guarantee is often required for local operations in order to raise project finance debt. Sovereign support for the transaction will not normally be available. Risk allocation remains similar to traditional PPAS.

(b) Cross Border PPAs

Cross-border PPAs are long-term contracts where a corporate buyer purchases renewable energy from a generator in another country, often to meet sustainability goals or access cheaper resources. These are usually structured as virtual (financial) PPAs to bypass physical transmission hurdles, allowing companies to receive environmental certificates (like GOs)[7] while navigating complex regulatory and cross-jurisdictional risks. These contracts are normally drafted as supply agreements. If project finance debt is to be raised to fund the construction of infrastructure utilizing the revenue stream from a cross border agreement, due consideration needs to be placed on appropriate risk allocations, security and penalties for defaults and termination. Parties need to agree on the applicable law for the contracts, the connection point, cascading faults and load shedding risk, and must choose a common currency that avoids currency mismatches.

(c) Emergency Power PPAs

Emergency Power PPAs are short-term, specialized contracts designed to secure rapid, temporary electricity supply, often via mobile plants or skid-mounted units during crises, capacity shortages, or for rural, urgent needs. These agreements, often utilized in Africa, provide legal frameworks for fast-tracked, short-term generation. These contracts are often not utilizing to raise project finance debt. The project developer will usually develop a mobile plant with equity and corporate debt[8]. Terms tend to favour the developer and tariffs tend to be higher. Due to the emergency nature of the power plant, competitive procurement procedures may not always be required or used. Extra attention will be required to protect the offtaker's interests.

7 Guarantees of Origin (GOs or GoOs) are electronic certificates that prove to consumers that a specific quantity of energy—typically 1 megawatt-hour (MWh)—was produced from renewable sources. They ensure transparency in the energy market, allowing businesses to verify green energy claims and avoid greenwashing.

8 Corporate debt, including bonds and loans, is a primary financing method for companies to fund operations, expansion, and AI-related capital expenditures. AI-related capital expenditures (capex) are experiencing an unprecedented surge, with major technology companies ("hyperscalers") accelerating investments to build out data center infrastructure, advanced AI chips (GPUs), and power supply capabilities.

Conclusion

Since the PPA is a legally binding contract—typically between a private developer (power Producer) and the Nepal Electricity Authority (NEA) so as to govern the sale and purchase of electricity for several decades it is the backbone of the country's energy sector, providing the financial certainty needed to build large-scale infrastructure. Because of hydropower and solar projects being capital-intensive, as the banks usually require a signed PPA with a fixed revenue stream before they will grant a loan; PPA is essential for project financing. It is only the PPA that defines who bears the brunt of specific risks, which is critical in Nepal's difficult terrain and evolving market. Under "Take-or-Pay," the NEA must pay for the energy even if it cannot use it. Recently, a debate was arisen as the government attempted to shift toward a "Take-and-Pay" model. The developers made their dissatisfaction at "Take-and-Pay" model stating that it makes projects unbankable because it removes the guarantee of payment during surplus periods. The PPA is also a tool for the government to manage its energy mix and long-term targets. The government, Electricity Regulatory Commission and the Water and Energy Commission Secretariat, in course of their study, analysis and regulatory function, use PPAs to balance different energy sources, such as Run-of-River (RoR), storage-based hydro, and solar, to ensure grid stability throughout the year. Hence, PPAs are foundational to strengthening the financial viability of renewable energy projects and enhancing overall electricity stability in Nepal.

Reference Materials

1. Power Purchase Agreement (PPA) – Steps/Process – A handout distributed by the Urja Nepal, USAID, 2024
2. Relevant websites
3. Support to the Development of PSH Power Purchase Agreements and Policy for Nepal (Inception Report) 11 June 2025 – Entura Hydro Tasmania India Pvt. Ltd.
4. Understanding Power Purchase Agreements (Second Edition) Handbook – Mohamed Badlssy; Alex Evans; Nnaemeka Ewelukwa; Jay Govender; Ryan T. Ketchum; Charles Liebenberg; Mohammed Loraoui; Subha Nagarajan; Gadi Taj Ndahumba; Justin Pavry & Omar Vajeth. - produced by the U.S. Department of Commerce's Commercial Law Development Program (CLDP) in partnership with the African Legal Support Facility (ALSF) and funded by Power Africa; published under a Creative Commons License.
5. Utility Regulatory Fundamentals (Handbook) Edited by Mark A Jamison and Sanford V. Berg. Public Utility Research Centre; Warrington College of Business, Gainesville, Florida, USA
6. टक्सार वर्ष ५ अंक ७ (कात्तिक २०८२); सम्पादकः गजेन्द्र बुढाथोकी
7. विद्युत् वर्ष ३३ अंक २ (फागुन २०७९) -- नेपाल विद्युत् प्राधिकरण

A concept note Optimal BESS Expansion and Dispatch Model for Hydropower and Regional Trade Based Power Grid

✍ **Deependra Neupane**[1]

In recent years, reduction in the price of battery storage system and high penetration of renewable energy resources, battery Energy storage system (BESS) has becoming popular worldwide. Additionally, the intermittency in both generation due to intermittent renewable resources and time varying loads in power system network, demands adequate storage system to ensure reliability and optimal operation [1]. The BESS or The Utility-scale batteries that are typically ranges from several megawatts hours to hundreds of megawatt hours in storage capacity are connected to distribution or transmission networks or power-generation assets. Over the past 15 years, battery storage costs have declined significantly, due to technological improvement and increased global manufacturing which lead to economies of scale. Globally, costs of fully installed battery storage projects declined by 93% between 2010 and 2024, from USD 2,571/kWh to USD 192/kWh [2]. Additionally, battery storage costs in 2024 decreased by 38% for a 2-hours system and 32% percent for a 4-hours system compared to 2023. As storage costs fall, the combined cost of renewable power generation and storage solutions becomes increasingly competitive with conventional power sources. With more supportive policies and market mechanisms, BESS is poised to be a cornerstone technology for achieving high levels of renewable energy integration in the power system, making renewable power more attractive for both producers and consumers.

With the growth of renewable energy integration, the power grid and power market are facing several challenges. However, the integration of energy storage system have come up with the solution to tackle the challenges more efficiently and cost effectively. The figure 1 have shown the possible Battery storage device services along with their relevence for renewable energy integration. The various services electricity storage can potentially offer to support grid operations have often been grouped under energy services, ancillary services, transmission and distribution infrastructure deferral and congestion relief, and customer energy management services.

1 The author is assigned to the Electricity Regulatory Commission in the capacity of Joint Director (M 9846642367). --- Editors

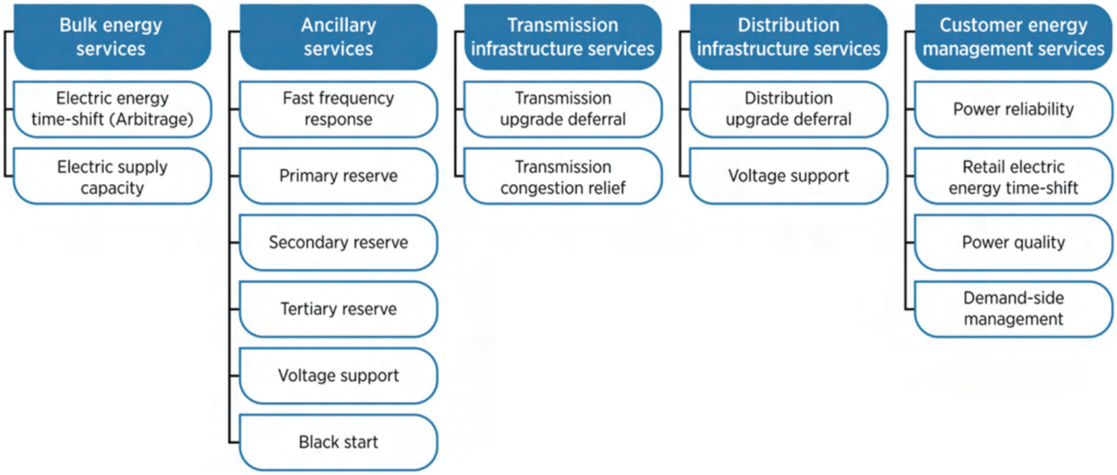


Figure 1: Energy storage services and their relevance for renewable energy integration [1]

Noways, in many power grid all over the world, use of BESSs for grid applications such as frequency regulation by providing system flexibility and energy shifting called as energy arbitrage are getting more popular [3]. In a market setting, when allowed to participate in the wholesale market, storage can consume or feed in electricity in response to price signals, in particular increasing demand when prices are very low – or even negative. While negative prices could be a sign of inflexibility in the system, storage can prevent such phenomena from happening by consuming electricity and being paid to do so [4]. A common way of performing energy arbitrage in electricity markets is by buying or selling electricity in day-ahead markets and then taking an offset position in intraday and real-time markets. There are several examples worldwide on using the BESS for energy arbitrage. The Honsdale Power Reserve, South Australia, deployed by Tesla and managed by Neoen with a total capital cost of AUD 90 million, has the storage capacity of 129 MWh,100 MW (currently 194 MWh, 150 MW), has been used for energy arbitrage and regulation and contingency frequency control cooperating with 315 MW of wind turbines. It is one of the world's largest lithium-ion battery installations [5].

In the context of significance of storage system in electric supply capacity, the storage system provides flexibility in the power system supply demand regime. Traditionally flexibility has been provided by conventional generation sources with high ramping capabilities, low minimum loads or short start-up times. However, to integrate very high shares of VRE, flexibility should be harnessed in all parts of the power system to minimize the total cost of providing flexibility shown in figure 2. Electricity storage together with other mitigation measures (for example demand response, flexible generation, and smart transmission and distribution networks) could enable the integration of solar and wind power at very large scales [4]. National

Grid had launched a 200 MW auction to provide Enhanced Frequency Response (EFR) through capacity reserves in the United Kingdom. Out of the bids National Grid selected 8 battery storage projects with an average price of GBP 9.44 per MW of EFR per hour, to secure a total of 201 MW of battery storage for 4 years [6].

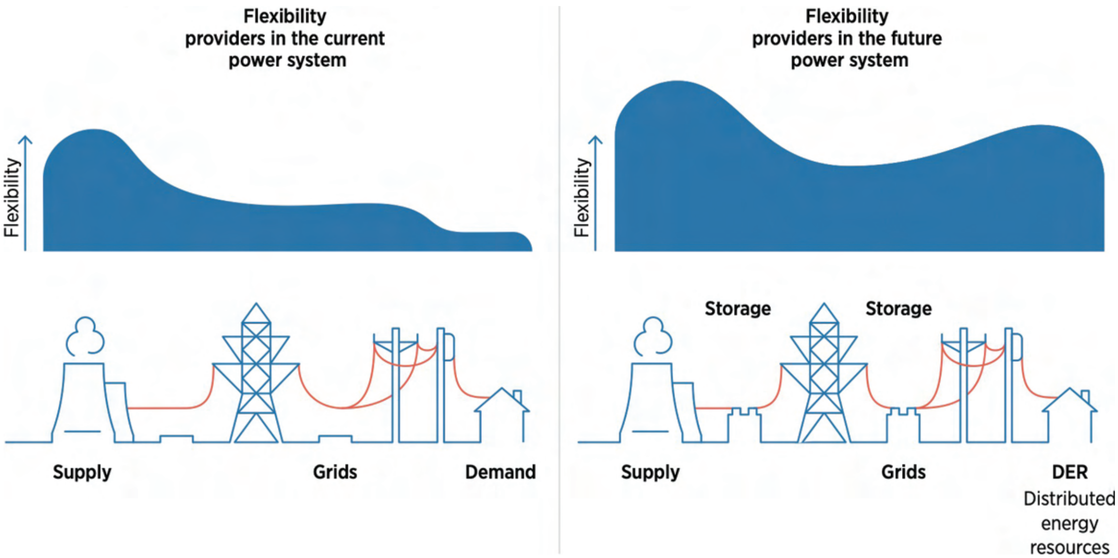


Figure 2: Traditional flexibility providers (left) versus emerging flexibility providers (right)

Having so much advantages over energy arbitrage and improvement of system flexibility, power system experts and modelers who may wish to adopt electricity storage system are keen on performing the valuation studies. Energy storage valuation studies are analytical assessments that quantify the economic, operational, and financial benefits of storage systems. There are several stages on performing the valuation studies of BESS system in power system. Apart from the identification of multiple services that suit on a particular system network and determination of suitability of various technology, one of the major state is developing the system expansion modelling to optimize the capacity of storage system. This includes developing the least cost expansion modelling (LCEM) of BESS system for a typical power system network considering the available sources and a possible demand profile. LCEM is utilized to optimize the capacity of storage and any alternative technologies. It requires formulating an optimization problem for minimizing the cost of BESS system optimize the benefits of having storage in the electric power system [4]. The model, depending on the tool capabilities, can consider renewable intermittency, energy efficiency, demand response, electricity storage and peaking power plants, as well as sector-coupling options to reduce total system investment and operating costs. The analysis should start from the existing system and take into account the cost of additional investments in electricity storage and flexibility alternatives. The outputs are the cost-effective additional investment in BESS technology for the different scenario.

This concept note presents the optimal expansion of BESS system for the power system that has dominant RoR based hydro along with PRoR based and has provision of importing/exporting power to wholesale market. In the country like Nepal, power system faces significant challenges due to seasonal hydrology variations and reliance on cross-border electricity imports. This concept note presents the optimization of a hybrid system involving Run-of- River (RoR), Peaking Run-of-River (PRoR), and Battery Energy Storage Systems (BESS) to minimize total system costs while meeting hourly demand. This concept note is provides a foundation for developing LCEM for BESS system for the typical system mentioned.

By incorporating realistic ramping for PRoR and decoupled costs for BESS, the model serves as a decision- support tool for grid expansion and reducing import dependency during peak hours. As the grid transitions from simple Run-of-River (RoR) plants to more complex configurations, the integration of Peaking Run-of-River (PRoR) and Battery Energy Storage Systems (BESS) becomes essential. This concept note utilized PyPSA to model these dynamics, focusing on least-cost dispatch and capacity expansion. The foundation of the note is a hourly resolution model of the grid. Basically, three primary supply-side assets were defined:

1. Run-of-River (RoR) Hydro: Modeled as non-dispatchable generation power plants. These plants are "must- run," meaning their output is dictated by river hydrology rather than market demand.
2. Peaking Run-of-River (PRoR): Modeled with specific reservoir constraints. Unlike simple RoR, PRoR plants can "pond" water for several hours to meet peak demand. We implemented specific logic to ensure these units did not "charge" from the grid, reflecting their physical nature as inflow-driven reservoirs.
3. Cross-Border Imports (EX): Modeled as a generator with a time-varying. By importing hourly Market Clearing Price (MCP) data from the Energy Exchange (EX), the model could decide between local generation and regional imports based on real-time economics.

This note is based on the formulating and solving optimization problem that considers the total expansion and operation cost of the system. This concept note use Linear Programming (LP) solver that minimizes the Total System Cost. The objective function (Z) accounts for the sum of operational expenses (fuel/import costs) and annualized capital expenditures (investment in new batteries). The constraints for the optimization problems are:

1. The Power Balance Constraint: Ensuring that at every hour, the sum of generation and storage discharge equals the load plus storage charging.
2. State of Charge (SoC) Conservation: A dynamic equation tracking the energy levels in reservoirs and batteries, accounting for efficiencies, inflows, and discharge limits.

In this method, the battery is model as a single fixed unit is defined number of hours of operation (backup) and installed capacity. The optimization problem and the solver find the optimal size of battery storage with predefined operating hours on the basis of import marginal prices. If the price spikes in the Market Clearing Price (MCP) are short-lived, the model optimizes for a high-power/low-energy configuration. If the energy deficit spans the entire evening, it shifts toward high-energy storage.

The optimization is formulated as a Linear Programming (LP) problem. The objective is to minimize the total system cost Z, comprising annualized capital expenditures (CAPEX) of BESS and hourly operational expenditures (OPEX). As the marginal cost for hydro power plants is almost negligible, the cost for importing energy.

For a storage system with a fixed duration TBESS,max, the power capacity pˆnom and energy capacity eˆnom are coupled such that eˆBESS,nom = TBESS,max · pˆnom. The objective function is thus reduced to a single investment decision variable per storage unit:

The state of charge E_t is strictly constrained by the optimized power capacity:

Where,

called as the scaled cost of BESS. CBESS,i is the cost per MW of ith BESS, pˆBESS,i is the optimal BESS capacity to be expanded in MW. The MP represents the Marginal Price, Th is the time horizon under consideration to run the optimization problem. The subscript t represent the hourly values, Et represents energy stored in the BESS and PRoR for different time t. Similarly, η represents efficiency, γ loss is the natural loss or power degradation of BESS and Inflowt accounts for natural river flow into the PRoR reservoir. For simplicity, ramping constraints are not used for the PRoR based hydro systems.

For the financial viability of the BESS, the net cost (scaled) should be less than that of the net import cost at the time horizon under consideration.

For a example point a view, a typical demand characteristic for a region is shown in figure 3b. The peak demand of the system is about 2000 MW. To meet the variable demand of the system, combination of RoR, PRoR, Battery Storage and Import from wholesale market has been considered. For appropriate power sharing, the inflow for PRoR is taken about half of the total nominal capacity of 920 MW. The import capacity is defined to be 1000 MW and RoR capacity of 900 MW. The time horizon is taken for 168 hours (one week). The proportional share of the generation sources is shown in figure 3a.

For the capacity expansion planning for optimal operation of the system, the BESS system has been considered. As many literature suggests the model of BESS can be done in terms of maximum hours of capacity with cost per MW.

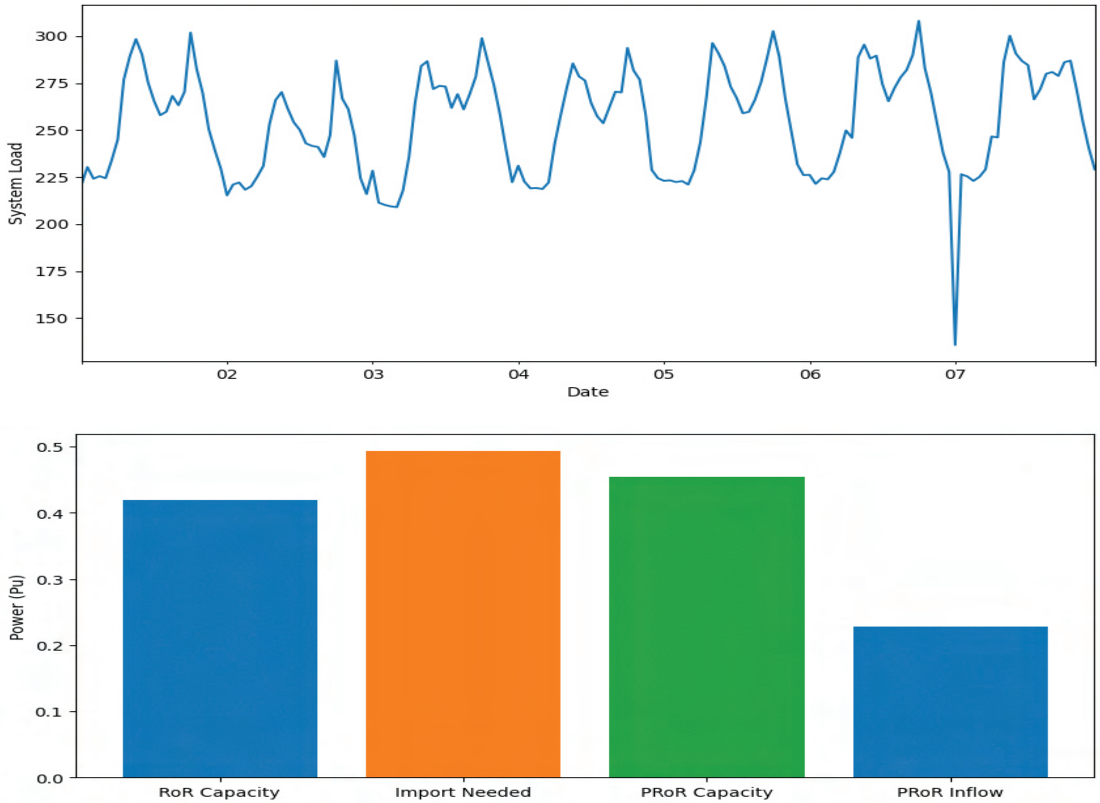
Total Cost(Rs./MW) = Energy cost(Rs./MWhr) × Duration(hr) + Power cost(Rs./MW)

Generally, for storage system modelling the cost is considered for per *MW* basis. To find the optimal size of BESS, the BESS system of 4 hr capacity has been taken. The cost of the battery of 4 hour is taken as NRs. 36 Million per MW. In terms of MWhr, for the same BESS the cost is equivalent to NRs. 9 Million per MWhr. The lifetime years for the battery capacity is taken as 15 years with discount rate of 8 %. The initial overnight investment is converted to annuity cost and the scaled capital cost for the battery is calculated for the time horizon under concept note. The optimization problem gives optimal dispatch and optimal size of the Battery that minimizes the objective function and follows the constraints. The optimization model gives the optimal size of battery viable for the system to balance for dynamic import price, PRoR charging and discharging characteristics and RoR supply.

The optimization problem formulated has been solved using Python for Power System Analysis library [7]. As this example is solved for the concept note, the time horizon for the analysis is considered for a week. The capital cost or the overnight cost of the BESS has been converted to the scaled value for the time frame by applying annuity factor and time horizon factor as mentioned in equation 3. Solving the minimization problem mentioned in 1, the solver gave the optimal size of BESS to be 96.33 MW, 200 MWhr (as already mentioned, BESS having 4 hours). The optimal dispatch result for the generation combinations is shown in figure 4. The figure depicts that the BESS is used to charge during the low price time of MCP and even the low load condition and used to discharge during high peak and high price condition. Moreover, during lo price, even the PRoR generator are not dispatched resulting storing of water (in terms of energy shown figure) and dispatch during high market price condition and even peak demand situation.

To make the concept idea more interesting, a sensitivity analysis is performed. In the analysis, the optimization problem is repeatedly solved for different interest rate of BESS investment along with different storage time and the levellized cost of electricity for the particular BESS as mentioned in figure 5. The result shows that lower the cost of the BESS with higher time of storage gives higher storage technology to be optimal with lower LCOE. For the cost we have used in the optimization problem i.e. 36 million per MW, for discount period of 8%, we have obtained the 4 hours 37 MW capacity BESS system. However, if we can reduce the cost or increased the storage hours for the same cost, the LCOE will reduce and even the optimal size of BESS can be increased. It is almost infeasible to use the 1 hour BESS system for that cost for the system we have considered here.

To summarize the note, in the cost-effective cases of BESS technology for typical network environment i.e. market price, generation availability and most important the demand profile, a variety of regulatory options can be considered to ensure that cost- effective projects that are deployed. Policy makers and regulators can then use the



(a) Per Unit share from each of the generation sources to meet(b) Typical Demand characteristics of a system (mentioned for the demand a week)

Figure 3

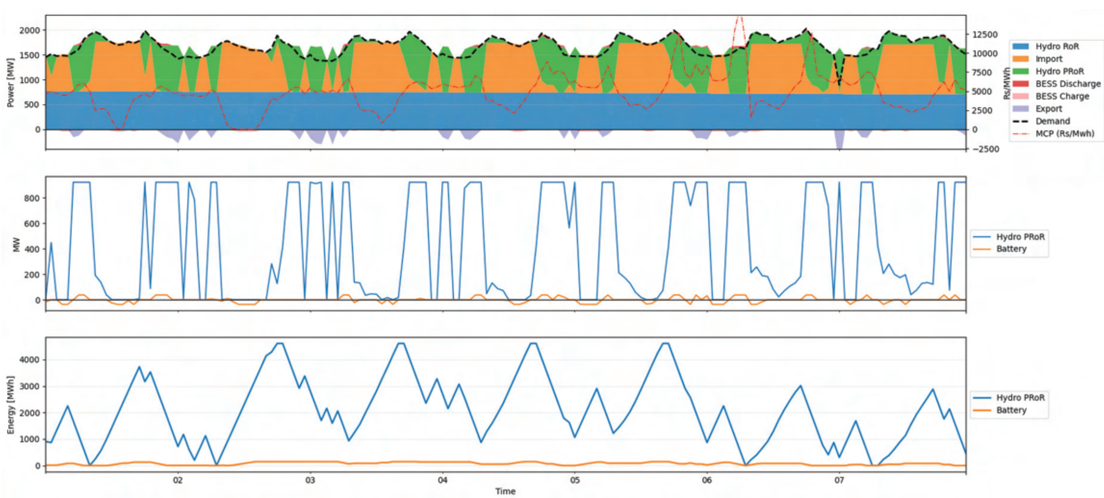


Figure 4: The optimal load dispatch for different power sources along with the energy with export and import strategy

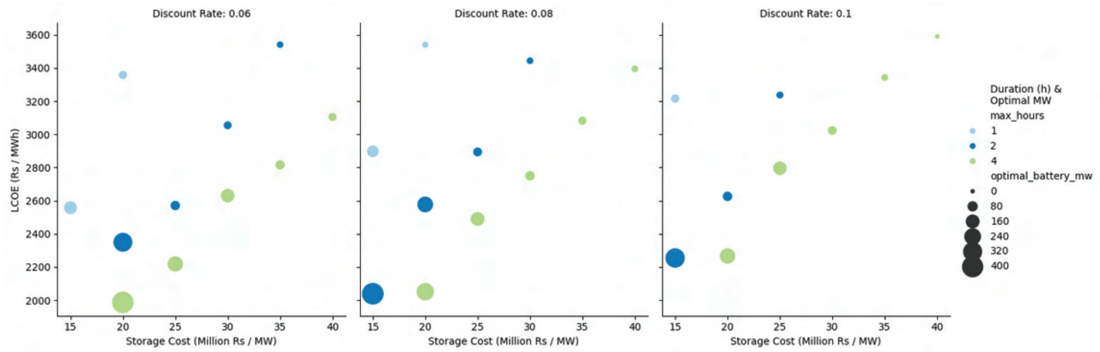


Figure 5: Sensitivity Analysis

results of this analysis to identify the economic viability gap and devise appropriate incentives so that projects that are seen to be worthwhile at the system level. As renewable technologies mature, policy makers, regulators and utilities are confronted with new challenges related to planning, managing and operating the power system. The rapid expansion of renewable resources prompts the need for a more flexible energy system incorporating BESS to ensure that variable resources can be integrated into the power system reliably and effectively [4].

References

[1] L. Deguenon, D. Yamegueu, A. Gomna, et al., "Overcoming the challenges of integrating variable renewable energy to the grid: A comprehensive review of electrochemical battery storage systems," Journal of Power Sources, vol. 580, p. 233343, 2023.

[2] IRENA, "Renewable power generation costs 2024," 2024.

[3] S. A. Hosseini, M. Toulabi, A. Ashouri-Zadeh, and A. M. Ranjbar, "Battery energy storage systems and de- mand response applied to power system frequency control," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 136, p. 107680, 2022.

[4] IRENA, "Electricity storage valuation framework," 2020.

[5] W. of Renewables, "Case study: Hornsdale power reserve," 2016.

[6] National Grid, "Enhanced frequency response market information report, london," 2016.

[7] T. Brown, J. H¨orsch, and D. Schlachtberger, "Pypsa: Python for power system analysis," arXiv preprint arXiv:1707.09913, 2017.

Electricity Regulatory Commission (ERC): Regulation, Digitalization and the Journey Ahead.

✍ **Prabesh Pokhrel**[1]

Introduction

The Electricity Regulatory Commission (ERC) of Nepal was established under the Electricity Regulatory Commission Act, 2074 as an independent regulatory body to oversee the electricity sector. Its core mandate is to regulate, monitor, and protect the interests of consumers while ensuring a fair and transparent energy market for both private investors and the general public. Since its establishment, the Commission has been continuously fulfilling its responsibilities of regulation, monitoring, and consumer protection. In today's digital age, information technology plays a vital role in making the Commission's work more effective, transparent, and citizen-friendly.

Historical Background

The Electricity Regulatory Commission was established as an organized institution under the Electricity Regulatory Commission Act, 2074. Even today, despite paper-based processes and limited resources, the Commission has been seen to perform its duties honestly.

Since Nepal's Digital Nepal Framework 2019 came into effect, the Commission also committed to creating a Digital ERC, and as a result, today 70% of our work is done online through Digital ERC. The Document Management System (DMS) allows file management and petition-related work to be done, and ERC has developed its own DMS to handle document going online. File Tracking and Workflow Automation tasks are also being operated through the DMS.

As the Commission moves beyond just file-stamping, it is now necessary to also develop and expand Regulatory Tools. It is believed that RIMS (Regulatory Information Management System) will mark the beginning of Digital ERC 2.0 in the future.

Key Achievements

- Application to approval — all done through DMS.
- Notifications, broadcasts, and consumer complaint handling through Website and SMS.
- Live dispute resolution using social media platforms.

1 The author is assigned to the Electricity Regulatory Commission in the capacity of IT Officer. -- Editors

- Public disclosure of detailed information on ERC's work through the Website.
- Digital document record-keeping through DMS.
- Through these systems, ERC has been able to reduce its paperwork by up to 70%.

Authenticity / Cyber Security

Trust is the core concept of digital services. Keeping that trust in mind:

- Use of Digital Signatures to authenticate important files and documents.
- Implementation of MFA (Multi-Factor Authentication) for Website and DMS login.
- Maintaining data confidentiality through End-to-End Encryption.
- Maintaining Security Audit and Disaster Recovery systems.
- Adopting advanced cyber security measures to prevent unauthorized access.

Challenges

- Limited resources.
- Lack of digital literacy.
- Growing cyber risks.
- Difficulty in inter-system integration.

Solutions

- Gradually migrating limited resources to Cloud Migration and Hybrid models.
- Fulfilling the need for training and User-Friendly (UI Design).
- Advancing toward international standards such as ISO 27001 and the NIST Cybersecurity Framework.
- Conducting regular Audit Trail activities — it is ERC's responsibility to turn these challenges into opportunities and move forward.

Future Vision

Within the next 7–10 years, we can achieve the following goals:

- Development of a 100% paperless Workflow system.
- Development of Blockchain technology in tariff and Energy Trade Management.
- Implementation of a Mobile First Strategy — all services accessible from a smartphone.
- Use of AI and Machine Learning for Predictive Analysis and Automated Compliance.
- Upgrading the Regulatory Information Management System (RIMS) and Document Management System (DMS) to automate more tasks.

"Technology is the means, service is the goal" — with this core motto,

Our digital journey continues to move forward and uninterrupted.

Infrastructure Regulation and Electricity Market Design: Theory, Global Practice, and Nepal's Evolving Power Sector

✍ **Bishal Shrestha**[1]

1. Regulation in Infrastructure

Regulation forms the foundation of modern infrastructure systems, which underpin both economic activity and social welfare. Sectors such as electricity, transportation, water supply, and telecommunications differ from typical markets due to their high capital intensity, long asset lifetimes, and essential public service obligations. In such contexts, regulation becomes critical to ensuring stability, efficiency, and fairness.

Across the world, this role is widely recognized, even though institutional approaches vary. Some regions rely on highly liberalized markets, while others maintain stronger state involvement. Despite these differences, the underlying principle remains consistent: regulation serves as a bridge between markets and the state, ensuring that infrastructure systems are neither left entirely to market forces nor controlled solely by government intervention.

At its core, regulation seeks to create a stable environment that attracts long-term investment while safeguarding consumer interests. Infrastructure projects require significant upfront capital and long gestation periods, making predictability essential for investors. At the same time, consumers depend on these services for daily life, making affordability and reliability equally important. Regulation operates at this intersection, balancing the needs of both.

This balance is reflected globally in regulatory frameworks that prioritize credibility, consistency, and transparency. Whether in electricity, telecommunications, or water services, the objective remains the same: to support sustainable investment while ensuring that essential services remain accessible and reliable.

2. The Economic Basis: Natural Monopoly

The need for regulation in infrastructure sectors primarily arises from the concept of a natural monopoly. A natural monopoly exists when it is more efficient for a single firm to provide a service than for multiple firms to compete. This situation typically arises due to extremely high capital expenditure (CAPEX) requirements and strong economies of scale.

A simple illustration highlights this principle. Suppose a system produces 100 units of

1 The author is assigned in Department of Electricity Development in the capacity of Electrical Engineer. (M 9841791632) -- Editors

service. If two firms each produce 50 units at a unit cost of 3, the total cost amounts to 300. However, if a single firm produces all 100 units, the unit cost may fall to 2, resulting in a total cost of 200. In this case, the system is clearly more efficient when served by one provider.

Infrastructure systems such as electricity transmission networks, railway tracks, and water pipelines require massive investments in physical assets. Once this infrastructure is established, the marginal cost of serving additional users becomes relatively low. This creates a cost structure where average costs decline as output increases, making a single provider the most efficient outcome.

However, this efficiency comes at a cost. A monopoly provider, in the absence of competition, has the ability and incentive to:

- Charge higher prices
- Reduce service quality
- Limit innovation

This creates a classic case of market failure, where the market, left on its own, cannot deliver socially optimal outcomes. Regulation is therefore introduced as a corrective mechanism. It ensures that the benefits of economies of scale are realized without allowing the abuse of monopoly power.

In global practice, this has led to the widespread adoption of regulatory oversight in monopoly segments, while allowing competition in segments where it is feasible, such as generation in electricity or service provision in telecommunications.

3. The Need for an Independent Regulator

One of the most important institutional developments in infrastructure governance is the creation of independent regulatory bodies. Traditionally, governments performed multiple roles simultaneously, they owned infrastructure assets, operated services, and regulated the sector. This concentration of roles often led to conflicts of interest.

Governments, by nature, are influenced by political priorities, fiscal pressures, and administrative constraints. When acting as regulators, they may:

- Favor state-owned enterprises over private players
- Set tariffs based on political considerations rather than economic logic
- Delay critical decisions due to bureaucratic processes

Such conditions undermine investor confidence and distort market functioning.

To address these challenges, modern infrastructure systems rely on regulators that are institutionally separate from the government. These regulators are typically established through legislative acts, which clearly define their powers, functions, and jurisdiction.

Globally, this model reflects a shift toward what is often described as an **"arm's length"** regulatory framework. In this arrangement, the regulator is neither fully embedded

within the government nor completely detached from it. Instead, it operates within the broader governance system while maintaining independence in decision-making. Governments continue to set overall policy directions, but regulators are responsible for implementing those policies in a fair and technically sound manner.

Independence is not merely an institutional design feature; it is a prerequisite for credibility and trust. Investors are more likely to commit capital when they believe that decisions will be fair, transparent, and free from arbitrary interference.

At the same time, global practice also emphasizes that independence does not mean absence of accountability. Regulators remain accountable to the legal system, the legislature, and ultimately the public.

4. Transition to Electricity Sector Regulation: Market Design and Emerging Challenges

Building on the broader global framework of infrastructure regulation, the electricity sector represents one of the most sophisticated and technically demanding applications of regulatory principles. Unlike many other infrastructure services, electricity systems must maintain a real-time balance between supply and demand, operate under strict physical constraints, and increasingly integrate diverse and variable energy sources. As a result, regulation in the electricity sector goes beyond traditional oversight and evolves into market design, defining how the entire system functions.

At the heart of electricity regulation lies the concept of structuring markets in a way that aligns economic incentives with physical realities. Globally, regulators have converged toward a framework built around four fundamental pillars that define how electricity markets operate.

5. Electricity Regulation: The Four Pillars of Market Design

Designing a regulated electricity market requires defining four key pillars that shape both investment decisions and system operations.

The first pillar concerns **generation capacity contracts**, which determine how investors recover costs. Some systems rely on long-term arrangements such as Power Purchase Agreements (PPAs), providing guaranteed payments for energy or capacity and ensuring predictable cash flows. Others use energy-only markets, where revenues depend on real-time price signals, promoting efficiency but exposing generators to revenue uncertainty and risks such as the “missing money problem.” In practice, most countries adopt hybrid models that balance investment certainty with market efficiency.

The second pillar is **transmission planning and access**. Since the grid is a natural monopoly, regulators must ensure non-discriminatory access, allocate transmission capacity, and define how network costs are shared. Clear access rules are essential for enabling competition in generation while maintaining system reliability.

The third pillar is **scheduling and dispatch**, which defines how electricity is produced in real time. In centralized systems, a system operator optimizes generation based on economic and physical constraints to ensure least-cost supply. In decentralized systems, generators make their own production decisions based on market signals, with the operator ensuring overall system balance. Many modern systems combine both approaches, using decentralized scheduling with centralized real-time balancing.

The fourth pillar addresses **congestion and imbalance management**. Transmission constraints and real-time deviations are inevitable, requiring mechanisms to price congestion, allocate limited grid capacity, and settle imbalances between scheduled and actual generation or consumption. These mechanisms are essential for maintaining system stability and providing accurate economic signals.

Together, these four pillars form the backbone of electricity market design, determining how efficiently and reliably the system operates, even though their implementation varies across countries.

6. Regulating in the Age of Energy Transition

Electricity regulation is currently undergoing a profound transformation driven by the global energy transition. This transition is often described through the framework of the "Energy Trilemma," which emphasizes the need for systems to be decarbonized, decentralized, and digitalized. These shifts are not merely technological, they are deeply interconnected with broader development objectives, including improvements in the Human Development Index and the achievement of Sustainable Development Goals.

The integration of renewable energy sources, particularly solar and wind, introduces new complexities into system operation. Unlike conventional generation, these resources are variable and dependent on weather conditions. As their share in the energy mix increases, regulators must address the resulting operational challenges.

One of the most well-known manifestations of this challenge is the duck curve, where high solar generation during the day reduces net demand, followed by a steep increase in demand as the sun sets. This creates significant ramping requirements for other generators, placing stress on system flexibility. Managing such dynamics requires not only technical solutions but also appropriate regulatory frameworks that incentivize flexibility and responsiveness.

7. The Evolution Toward Deregulation and Automated Systems

As electricity markets mature, the long-term trajectory of regulatory reform points toward deregulation through market-based mechanisms. This does not imply the absence of regulation, but rather a shift in its nature. Instead of direct intervention, regulators focus on designing systems that can operate efficiently on their own, driven by price signals and market interactions.

In such systems, real-time balancing of supply and demand is achieved through

automated processes, supported by digital platforms and advanced optimization tools. Prices reflect the true cost of electricity at any given moment, guiding both production and consumption decisions. This represents a move away from the traditional model of regulators as price-setters toward a new role as architects of market systems.

However, this transition is not without challenges. Electricity sectors around the world continue to face issues such as contractual disputes, regulatory uncertainty, and delays in decision-making. Addressing these challenges requires ongoing improvements in regulatory processes, including greater standardization, digitalization, and the use of alternative dispute resolution mechanisms.

8. Electricity Regulation in Nepal: From Load Shedding to Market Transition

While the global framework of electricity regulation provides the conceptual foundation, the evolution of Nepal's electricity sector reflects a unique trajectory shaped by resource endowment, institutional structure, and policy priorities. Over the past decade, Nepal has transitioned from a period of acute electricity shortage to one of rapidly expanding generation capacity, yet this transition has introduced a new set of regulatory and structural challenges.

Only a few years ago, Nepal was characterized by severe load shedding, with power cuts extending for several hours daily. This period highlighted the fundamental issue of inadequate generation capacity and weak system planning. In response, the Government of Nepal adopted aggressive policy measures to boost electricity generation, particularly through hydropower development. This approach was highly effective in achieving its immediate objective. Generation capacity began to increase rapidly, driven by both public and private investments. However, the policy focus during this period was heavily tilted toward generation expansion, often at the expense of parallel development in other critical segments of the electricity value chain.

As a result, Nepal now faces a structurally imbalanced system. While generation capacity has grown almost exponentially, transmission infrastructure has not kept pace, emerging as a major bottleneck. Projects that are ready to generate electricity often face evacuation constraints due to limited transmission capacity. This highlights a classic regulatory and planning challenge: infrastructure systems must evolve in a coordinated manner, and overemphasis on one segment can create inefficiencies across the system.

At the same time, Nepal's hydropower-dominated system introduces strong seasonal variability. During the monsoon season, when river flows are high, electricity generation exceeds domestic demand, leading to surplus energy. However, during the dry season, reduced water flow significantly lowers generation capacity, resulting in energy deficits. This creates a cyclical pattern where the benefits of surplus energy in the wet season are largely offset by the need for electricity imports during the dry

season.

In this context, Nepal's electricity sector is now entering a new phase, one that requires a shift from generation-centric policies to market-oriented regulatory reform. A key step in this transition is the introduction of open access, which is widely recognized globally as one of the foundational elements of electricity market liberalization. The Electricity Regulatory Commission recently issued the **"Directive on Open Access in the Electricity Transmission and Distribution System, 2082"**, establishing a legal framework for non-discriminatory access to the national grid, allowing multiple participants to use the same transmission and distribution infrastructure. In essence, open access introduces the concept of "right to use the network", separating ownership of infrastructure from its usage, an essential step in transitioning toward competitive electricity markets.

In the current Nepali context, open access is particularly significant for several reasons. First, it addresses the limitations of a single-buyer model, where the Nepal Electricity Authority has traditionally acted as the sole purchaser and distributor of electricity. While this model was effective during the early stages of sector development, it becomes restrictive as generation capacity expands and market complexity increases. Second, open access enables direct transactions between generators and consumers, allowing large industries, commercial users, and even cross-border traders to procure electricity without being entirely dependent on the utility. Third, it facilitates better utilization of surplus energy, particularly during the monsoon season, by enabling flexible trade arrangements both within the country and across borders. In this sense, open access is not just one of the steps, but arguably one of the first and most critical steps in electricity market transformation. By allowing multiple users to access the grid and by creating a framework where transmission services can be priced and paid for transparently, open access begins to commercialize the network. It introduces the idea that transmission is not just a public utility function but also a service that can generate revenue based on usage.

This creates the foundation for potential private participation in areas such as:

- Dedicated transmission lines for specific generators or industrial consumers
- Public-private partnerships in grid expansion
- Merchant transmission projects linked to cross-border trade

However, in practice, several additional conditions are required for this to materialize:

- Clear tariff frameworks for transmission pricing
- Long-term visibility of demand and usage
- Risk-sharing mechanisms
- Strong regulatory certainty

In Nepal, while open access is a critical first step, transmission development is still largely driven by public investment and planning. The directive opens the door for

private participation, but the extent to which this potential is realized will depend on future regulatory and policy evolution.

sDespite its transformative potential, the success of open access in Nepal will depend on several factors:

- Strengthening transmission infrastructure to remove bottlenecks
- Enhancing institutional capacity for system operation and regulation
- Ensuring transparency and non-discrimination in implementation
- Gradually developing competitive market platforms

The transition from a monopoly-based system to a market-based framework is inherently complex and must be managed carefully to avoid unintended consequences.

9. Reservoir-Type (Storage) Hydropower in Nepal: Regulatory Design and Strategic Importance

As Nepal's electricity sector evolves from capacity expansion toward market restructuring, reservoir-type (storage) hydropower represents the next stage of system and regulatory development. While run-of-river projects dominate the current generation mix, their seasonal nature limits their contribution to system flexibility. Storage hydropower, by contrast, enables time-shifting of energy, grid stabilization, and controlled dispatch, making it fundamentally different in both operational and regulatory terms.

Recognizing this, the ***Directive on Power Purchase of Reservoir-Type Electricity Generation Centers, 2082*** establishes a dedicated framework for identifying, pricing, and integrating storage projects. Rather than simply adding capacity, the directive aims to embed flexibility into the power system while reallocating investment risk through structured tariff design.

The directive adopts a cost-plus framework tailored to the risk profile of storage projects. Tariffs are not fixed; they are reviewed and adjusted:

- after major construction contracts,
- at commercial operation date (COD), and
- every five years during operation.

This dynamic approach reflects evolving financing, construction, and macroeconomic risks. The tariff structure incorporates debt servicing, return on equity (capped at 17%), O&M costs, and financial risks such as foreign exchange exposure, with a standardized 70:30 debt-equity ratio.

Importantly, this model reallocates rather than eliminates risk:

- Energy-only pricing places full hydrological and dispatch risk on developers
- Structured tariffs distribute part of that risk to the system in exchange for reliability and availability services

This reflects a key principle: storage hydropower provides system value beyond

energy alone.

A central feature of the directive is the two-part tariff, separating revenue into capacity and energy components.

Capacity Charge (Fixed Component): This covers fixed costs such as debt servicing and financial obligations. Payments are based on declared availability, ensuring revenue even when electricity is not dispatched.

This recognizes that storage provides value through readiness, the ability to generate on demand, not just actual output. It stabilizes cash flows and improves project bankability. However, it also introduces risks such as overcompensation and higher long-term system costs, requiring strong monitoring and regulatory oversight.

Energy Charge (Variable Component): This is paid for actual electricity delivered and covers variable costs like O&M and taxes. It ensures efficient dispatch and optimal water use across seasons.

Without the capacity component, developers would face significant under-recovery risks during low-generation periods, discouraging efficient reservoir operation.

The two-part tariff achieves a dual objective:

- Capacity payments ensure investment stability and system reliability
- Energy payments maintain operational efficiency and demand-responsive generation

Together, they reposition storage hydropower as a multi-service asset, providing energy, capacity, and grid stability. This structure, however, introduces a trade-off: reduced private risk comes with increased regulatory responsibility. Mispricing either component can lead to inefficiencies or higher costs for consumers.

10. Conclusion and Key Takeaways

The evolution of infrastructure regulation, particularly in the electricity sector, reflects a broader shift from static oversight to dynamic system design. The fundamental challenge remains consistent: balancing efficiency, equity, and long-term sustainability in sectors shaped by natural monopoly characteristics and high investment risks. In Nepal, this transition is especially pronounced. The move from generation-focused expansion toward market-oriented reforms, including open access and the integration of storage hydropower, signals a regulatory framework that increasingly values flexibility, reliability, and efficient resource allocation. However, these advancements also introduce greater institutional and regulatory complexity. The success of this transition will depend not only on well-designed policies and tariff structures but also on the strength of regulatory institutions, coordination across system components, and the ability to adapt to emerging technological and market realities. Ultimately, effective regulation will remain central to ensuring that Nepal's electricity sector evolves in a way that is both economically efficient and socially inclusive.

विद्युत् नियमन आयोगको संस्थागत विकास, नियामकीय सुदृढीकरण तथा विवाद समाधान

✍ डा. राम प्रसाद धिताल[१]

१. युवा पुस्ताको जनअपेक्षा तथा आयोगको भूमिका

नेपालको विद्युत् क्षेत्रको नियमन एक जटिल तथा बहुआयामिक दायित्व हो । दीर्घकालीन ऊर्जा सुरक्षा, लगानी प्रवर्द्धन तथा उपभोक्ता हित संरक्षणबीच सन्तुलन कायम गर्दै नियामकीय संरचनालाई सुदृढ गर्नु आयोगको केन्द्रीय उद्देश्य हो । विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ अन्तर्गत स्थापित आयोगले विद्युत् उत्पादन, प्रसारण, वितरण तथा व्यापारसम्बन्धी क्रियाकलापहरूको स्वतन्त्र, पारदर्शी तथा न्यायोचित नियमन गर्दै आएको छ । साथै, विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १८ ले प्रदान गरेको अर्द्धन्यायिक निकायको हैसियतमा आयोगले विवाद समाधान तथा नियामकीय अनुशासन कायम गर्ने दायित्व निर्वाह गर्दै नियमन र न्यायिक उत्तरदायित्वबीच सन्तुलन कायम गर्दै आइरहेको छ । त्यसैगरी पछिल्लो समयको परिवर्तित राष्ट्रिय राजनैतिक तथा सामाजिक परिवेशमा विशेषतः युवापुस्ताको सक्रिय सहभागिताबाट अभिव्यक्त भएको सुशासनको बढ्दो जनअपेक्षाले राज्यका संस्थाहरूबाट पारदर्शिता, निष्पक्षता र उत्तरदायित्वको स्तर अझ उच्च हुनुपर्ने माग आएको छ । यस सन्दर्भमा आयोग जस्तो नियामक निकायको भूमिका केवल कानूनी प्रावधानको कार्यान्वयनमा सीमित नरही संस्थागत सुशासन र नियामकीय विश्वसनीयता निर्माण गर्ने आधार स्तम्भका रूपमा विकसित हुनुपर्ने आवश्यकता देखिएको छ ।

यस सन्दर्भमा आयोगले जनअपेक्षाको बदलिँदो स्वरूपलाई सकारात्मक र गम्भीर रूपमा आत्मसात् गरेको छ । विशेषतः युवापुस्तामा देखिएको सुशासनप्रतिको आग्रह, पारदर्शिता र उत्तरदायित्वप्रतिको चासो तथा सार्वजनिक संस्थाहरूको कार्यसम्पादनप्रति बढ्दो निगरानीले नियामक निकायहरूका लागि नयाँ मापदण्ड स्थापित गरेको छ । आयोगले नियामकीय निर्णय, प्रक्रिया तथा सेवा प्रवाहमा खुलापन, निष्पक्षता र जवाफदेहितालाई संस्थागत अभ्यासको रूपमा विकास गर्नुपर्ने आवश्यकता महसुस गरेको छ । यसले केवल कानूनी दायित्व पूरा गर्ने मात्र नभई सार्वजनिक विश्वास निर्माण गर्ने आधार समेत तयार गर्नेछ ।

यसका अतिरिक्त, आयोगले Delivery-based Governance को मान्यताअनुरूप आफ्नो कार्यसम्पादनलाई थप पारदर्शी, उत्तरदायी र प्रविधिमैत्री बनाउने दिशामा अगाडि बढिरहेको छ । यसका लागि विद्यमान् ERC Document Management System लाई थप उपभोक्तामैत्री बनाउँदै GIOMS मार्फत आयोगका कामकारबाही तथा आन्तरिक फाइल प्रवाहलाई विद्युतीय प्रणालीबाट ट्र्याक तथा निरीक्षण गर्न सकिने व्यवस्था क्रमशः सुदृढ गरिँदैछ । यस्तो प्रविधिमा आधारित सुधारले नियामकीय प्रक्रियामा बाह्य सरोकारवाला, विशेषगरी युवा पुस्ताको पहुँच विस्तार गर्ने अपेक्षा गरिएको छ । यसै सन्दर्भमा, विद्युत् नियमन क्षेत्रप्रति युवाहरूलाई आकर्षित गर्दै व्यवहारिक सिकाइ तथा पेशागत अनुभव प्रदान गर्ने हेतु आयोगद्वारा युवा लक्षित Internship तथा Research Grant

१ लेखक विद्युत् नियमन आयोगका अध्यक्ष हुनुहुन्छ -- सम्पादक ।

कार्यक्रम सञ्चालन गर्ने नीति अवलम्बन गरिएको छ। यससँगै नियामकीय निर्णयलाई प्रमाणमा आधारित (Regulatory Decision based on Evidence Generation) बनाउन data disclosure platform विकास, policy research collaboration तथा विश्वविद्यालय र अनुसन्धान संस्थासँग सहकार्यमा thematic studies सञ्चालन गर्ने जस्ता कार्यक्रमहरू अगाडि बढाइनेछ। साथै युवा अनुसन्धानकर्ताहरूलाई tariff analysis, market design, consumer behavior तथा renewable integration जस्ता विषयमा संलग्न गराउँदै evidence generation लाई संस्थागत गर्ने प्रयास गरिनु आवश्यक देखिन्छ। यस्ता पहलहरूले युवा पुस्तामा नेतृत्व विकास, अनुसन्धानमुखी सोच र सार्वजनिक नीतिप्रति जिम्मेवार सहभागिता अभिवृद्धि गर्ने ध्येयका साथ आयोगको निर्णय प्रक्रियालाई अझ वैज्ञानिक, पारदर्शी र समावेशी बनाउने आधार तयार हुने विश्वास गरिएको छ।

त्यसैगरी वर्तमान सरकारले अवलम्बन गरेको ऊर्जा क्षेत्रसम्बन्धी नीतिगत प्राथमिकता तथा सुशासन मार्गचित्रले पनि नियामकीय निकायको भूमिकालाई अझ स्पष्ट र सुदृढ बनाउने नीति लिएको देखिन्छ। विद्युत् उत्पादनमा वृद्धि, प्रसारण पूर्वाधार विस्तार, सीमापार विद्युत् व्यापार प्रवर्द्धन र प्रतिस्पर्धात्मक बजार संरचना विकास गर्ने सरकारी लक्ष्यहरूसँग आयोगको नियामकीय दायित्व प्रत्यक्ष रूपमा जोडिएको छ। नेपाल सरकारद्वारा हालै सार्वजनिक गरिएको सुशासन मार्गचित्र, २०८२ तथा ऊर्जा क्षेत्र सुधारसम्बन्धी नीतिगत तथा कार्यकारी पहलहरूले स्पष्ट कानूनी संरचना, पारदर्शी महसुल प्रणाली र प्रभावकारी विवाद समाधान संयन्त्रको आवश्यकता औंल्याएका छन्। यस सन्दर्भमा आयोगले खुला पहुँचको कार्यान्वयन, विद्युत् भण्डारण प्रविधिको नियमन, जलाशययुक्त विद्युत् आयोजनालाई प्रोत्साहन, विद्युत् महसुल सुधार तथा संस्थागत क्षमता विकासलाई प्राथमिकतामा राख्दै आफ्नो नियामकीय भूमिकालाई राष्ट्रिय विकासका समग्र प्राथमिकतासँगको सामन्जस्यतामा अगाडि बढाउँदै आएको छ।

२. विद्युत् क्षेत्रमा संस्थागत स्थायित्वको आवश्यकता: विद्युत् नियमन आयोगको भूमिका

करिब दुई दशकको महत्त्वपुर्ण गृहकार्य पश्चात विक्रम सम्वत् २०७४ मा विद्युत् नियमन आयोग ऐन लागू भएको थियो। नेपाल सरकारद्वारा ऐ. ऐनअन्तर्गतको नियमावली बमोजिम २०७६ साल वैशाख २३ गते विधिवत् तवरले विद्युत् नियमन आयोगको गठन गरी पदाधिकारीको नियुक्ति समेत भएको थियो। तत्कालीन विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको समापनको लामो अन्तरालसम्म नेपालको विद्युत् क्षेत्र नियामक विहिन हुन पुगेको तथ्य विदितै छ। ऊर्जा तथा विद्युत् क्षेत्रको संस्थागत स्थायित्वको निमित्त एउटा स्वतन्त्र नियामक निकाय हुनु सिद्धान्ततः अति आवश्यक मानिन्छ। विद्युत् क्षेत्र दीर्घकालीन लगानीमा स्थापित र आधारित क्षेत्र हुने भएकाले नियामकीय पूर्वानुमान हुनु अत्यन्तै महत्त्वपूर्ण हुन्छ। मुख्यतः उपभोक्ता तथा लगानीकर्ताको विश्वास, वित्तीय संरचना र परियोजना कार्यान्वयन सबै नियामकीय स्थिरतामा निर्भर हुन्छन्। यस सन्दर्भमा आयोगको भूमिका निम्न रूपमा केन्द्रित रहन्छ:

- नियमन तथा नियामकीय प्रक्रियाको स्पष्टता (Clarity and Due Process in Decision Making)
- निर्णयको निरन्तरता (Decision Predictability)
- विवाद समाधानमा निष्पक्षता (Fair & Impartial Dispute Resolution)
- उपभोक्ता मैत्री नियमन

३. हालसम्मको कार्यकालका अनुभव तथा सिकाइ

विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ बमोजिम नेपाल सरकार (मन्त्रिपरिषद) को निर्णयद्वारा प्रथम पदाधिकारीहरूको नियुक्ति भएसँगै मिति २०७६ वैशाख २३ मा विद्युत् नियमन आयोगको गठन भई संचालनमा आएको थियो। वि.स.२०८१ बैशाख २५ मा अध्यक्ष तथा १ सदस्य पदावधि समाप्त भएको हो। आयोगको सुरुवाती पाँच वर्ष नेपालमा विद्युत् नियमनको अवधारणा र सिद्धान्तहरूको आधारशिला स्थापना गर्ने महत्त्वपूर्ण कालखण्डको रुपमा रहयो। त्यसैगरी, नेपाल सरकार (मन्त्रिपरिषद) को मिति २०८१ असार १० को निर्णयले सोही मिति देखि अध्यक्षमा डा. राम प्रसाद धिताल लगायत अन्य सदस्यहरूको नियुक्ति भएको थियो। यस प्रकार आयोगमा एक अध्यक्ष र चार सदस्य सहितको पूर्ण आयोग संचालनमा रहेको अवस्था छ। यो पछिल्लो दुई वर्ष आयोगको संस्थागत विकासको दृष्टिले आधार निर्माणको चरणका रूपमा रहेको छ। यस अवधिमा केही महत्त्वपूर्ण उपलब्धिहरू हासिल भए पनि नियामकीय प्रणालीलाई परिपक्व र विश्वसनीय बनाउने क्रममा विविध चुनौतीहरू पनि स्पष्ट रूपमा देखिएका छन्।

४. संरचनात्मक कानूनी तथा नियामकीय चुनौतीहरू

आयोगले सामना गरेका प्रमुख चुनौतीहरू प्राविधिक भन्दा बढी संरचनात्मक र कानूनी प्रकृतिका रहेका छन्:

(१) प्रचलित कानूनबीचको अन्तरसम्बन्धको अस्पष्टता

नेपालको विद्युत् क्षेत्र अहिले बहु-निकाय नियमन (multi-regulatory governance) को चरणमा प्रवेश गरेको छ। विद्युत् उत्पादन, प्रसारण, वितरण, लगानी तथा पुँजी बजारसम्म फैलिएको यसको प्रकृतिका कारण विभिन्न ऐन तथा संस्थागत आदेशहरू एकअर्कासँग अन्तरसम्बन्धित छन्। तर, नेपाल विद्युत् प्राधिकरण ऐन, २०४२, धितोपत्र सम्बन्धी ऐन, २०६३, जलस्रोत तथा ऊर्जा आयोग गठन सम्बन्धी आदेश, तथा विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ बीच कार्यक्षेत्र स्पष्ट रूपमा सीमांकन नभएकाले केही क्षेत्रमा overlapping jurisdiction र institutional ambiguity देखिन्छ। यसले निर्णय प्रक्रियामा दोहोरो अधिकार, समन्वय अभाव र नीतिगत असंगति (policy inconsistency) उत्पन्न गर्ने जोखिम बढाएको छ। त्यसैले, समग्र ऊर्जा शासन प्रणालीलाई स्पष्ट, एकीकृत र नियमनमुखी बनाउन कानूनी harmonization आवश्यक देखिन्छ।

नेपालको विद्युत् क्षेत्रसँग सम्बन्धित कानूनी संरचनामा केही महत्त्वपूर्ण ऐनहरूबीच कार्यक्षेत्र स्पष्ट रूपमा विभाजन नभएको अवस्था देखिन्छ। नेपाल विद्युत् प्राधिकरण ऐन, १९८४ अन्तर्गत प्राधिकरणलाई विद्युत् आपूर्तिसम्बन्धी दीर्घकालीन तथा अल्पकालीन नीति निर्धारण गर्ने अधिकार प्रदान गरिएको छ, जुन सामान्यतया नीति निर्माण गर्ने सरकारी निकाय वा नियामक संस्थाको क्षेत्राधिकारभित्र पर्ने विषय मानिन्छ। त्यस्तै, सोही ऐनको सेवा शुल्क सम्बन्धी प्रावधान अन्तर्गत मिटर जडान, स्थानान्तरण, नामसारी र क्षमता वृद्धिसम्बन्धी शुल्क निर्धारण गर्ने अधिकार पनि प्राधिकरणलाई दिइएको छ। विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ अनुसार यस्ता विषयहरू वितरण तथा मिटरिङ संहिता र समग्र महसुल संरचनामार्फत नियामक आयोगको दायरामा पर्ने प्रकृतिका हुन्। यसले नियामक र सञ्चालन निकायबीच कार्य दोहोरोपनाको अवस्था सिर्जना गरेको छ।

समग्रमा यी कानूनी अन्तरसम्बन्धका अस्पष्टताले नियामकीय अनिश्चितता बढाउने, लगानी प्रक्रियालाई ढिलो बनाउने र ऊर्जा क्षेत्रको समग्र दक्षता तथा पूर्वानुमानयोग्यता (predictability) कमजोर पार्ने अवस्था सिर्जना गरेको देखिन्छ। यसर्थ भविष्यमा नीतिगत सुधारको मुख्य दिशा भनेको sectoral laws बीच स्पष्ट कार्यविभाजन र regulatory hierarchy लाई पुनः परिभाषित गर्नुपर्ने देखिन्छ।

अर्कोतर्फ धितोपत्र सम्बन्धी ऐन, २०६३ अन्तर्गत विद्युत् क्षेत्रसँग सम्बन्धित संस्थाहरूको शेयरको सार्वजनिक निष्कासन प्रक्रियामा अन्तिम स्वीकृति नेपाल धितोपत्र बोर्डबाट प्रदान हुने व्यवस्था रहेको छ। विद्युत् नियमन आयोग नियमावली, २०७५ को नियम ४५ बमोजिम त्यस्ता निष्कासनका लागि आयोगको पूर्वस्वीकृति आवश्यक पर्ने व्यवस्था समेत कायम रहेको छ। यी दुई कानूनी प्रावधानहरू आ–आफ्नो क्षेत्राधिकारभित्र आवश्यक र औचित्यपूर्ण रहेका छन्। विशेषतः आयोगको मूल दायित्व भनेको अनुमतिपत्रप्राप्त संस्थाहरूको नियमन, संस्थागत सुशासनको सुनिश्चितता तथा क्षेत्रगत स्थायित्व कायम राख्नु पर्ने हुँदा सार्वजनिक निष्कासनजस्ता विषयमा आयोगको संलग्नता sectoral governance र वित्तीय उत्तरदायित्व सुदृढ गर्न महत्त्वपूर्ण नै रहन्छ।

यद्यपि दुवै निकायका कार्यहरू परस्पर सम्बन्धित रहने सन्दर्भमा स्वीकृति प्रक्रियामा समन्वय अभाव हुँदा प्रक्रिया केही दोहोरो र समयलाग्दो हुन सक्ने अवस्था देखिएको छ। यस्तो अवस्थालाई मध्यनजर गरी दुवै निकायको कार्यसम्पादनलाई समन्वय, स्पष्ट कार्यविभाजन तथा प्रक्रिया सरलीकरण बनाउन सकिन्छ।

(२) आदेश कार्यान्वयनको सीमितता

विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १८ तथा सो अन्तर्गत बनेको विवाद समाधान सम्बन्धी विनियमावली, २०८२ द्वारा आयोगलाई विद्युत् अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति बीच र अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति तथा उपभोक्ताका बीच सृजना हुन सक्ने विवादको समाधान गर्ने जिम्मेवारी दिएको देखिन्छ। यस क्रममा आयोगले त्यस्तो विवाद सुन्ने, अन्तरकालीन वा अन्तरिम आदेश दिने वा साक्षी बकाउने लगायतको अदालत सरहको क्षेत्राधिकार प्रयोग गर्न सक्ने अवस्था छ । विवाद निरुपणको क्रममा आयोगद्वारा दिने अन्तिम आदेश वा निर्णयको सन्दर्भमा त्यस्तो आदेशहरूको कार्यान्वयनका लागि उपयुक्त कार्यान्वयन संयन्त्र विकसित भइसकेको छैन। विशेषतः सरकारी संस्था र ठूला उपभोक्ताहरूसँग सम्बन्धित विवादमा यो चुनौती प्रस्ट देखिएको छ। आगामी दिनहरूमा यसलाई थप व्यवस्थित र सुदृढ गर्दै जानुपर्ने आवश्यकताको सृजना भइसकेको छ ।

(३) आयोगको कोष प्रयोगका सम्बन्धमा:

आयोगको आफ्नो कोषको प्रयोगसम्बन्धी स्पष्ट कानूनी व्यवस्थाको अभाव हुँदा दक्ष, परिपक्व तथा स्थायी नियामकीय प्रणाली विकास गर्न आवश्यक स्रोत परिचालनमा कठिनाइ देखिएको छ। त्यस्तै, विद्युत् क्षेत्रको

नियामकीय तथा बजारसम्बन्धी विस्तृत कानूनी ढाँचा पूर्ण रूपमा विकसित नभएकाले बहु-क्रेता तथा बहु-विक्रेता आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बजार संरचना कार्यान्वयनमा अवरोध उत्पन्न भएको छ र निजी क्षेत्रलाई बजारको जोखिममा सहभागी गराउने वातावरण अझै सुदृढ हुन सकेको छैन।

(4) आयोगको सङ्गठनात्मक संरचनाको सम्बन्धमा: हाल आयोगको स्वीकृत संगठनात्मक संरचना र आवश्यक दरबन्दी अभावका कारण आयोगले आफ्नो विस्तारित कार्यक्षेत्र अनुरूप जिम्मेवारी प्रभावकारी रूपमा निर्वाह गर्न चुनौती सामना गरिरहेको छ। आयोगको काम, कर्तव्य र अधिकार क्रमशः विस्तार हुँदै गएको अवस्थामा पनि दण्डसम्बन्धी व्यवस्था पर्याप्त रूपमा स्पष्ट र कार्यान्वयनयोग्य नहुँदा नियामकीय निर्णयहरूको प्रभावकारी अनुपालन सुनिश्चित गर्न कठिनाइ उत्पन्न भएको छ। यी सबै पक्षहरूले आयोगको समग्र कार्यसम्पादनमा संरचनात्मक सुधारको आवश्यकता औंल्याउँछन्।

(5) प्रतिस्पर्धात्मक विद्युत् बजारका लागि अपूर्ण कानूनी ढाँचा: विद्युत् क्षेत्रमा बहु-क्रेता तथा बहु-विक्रेता आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बजार विकासका लागि आवश्यक कानूनी तथा नीतिगत संरचना पूर्ण रूपमा स्थापित हुन सकेको छैन। यसका कारण निजी क्षेत्रलाई बजारको जोखिममा सहभागी गराउने र प्रभावकारी बजार संयन्त्र विकास गर्ने प्रयासहरू अपेक्षित रूपमा अघि बढ्न सकेका छैनन्।

(6) दण्ड तथा कार्यान्वयन संयन्त्रको कमजोरी: आयोगको अधिकारक्षेत्रभित्र पर्ने दण्ड तथा कार्यान्वयनसम्बन्धी व्यवस्था पर्याप्त रूपमा स्पष्ट र प्रभावकारी नभएकाले नियामकीय निर्णयहरूको पूर्ण अनुपालन सुनिश्चित गर्न कठिनाइ देखिएको छ। यसले नियमनको प्रभावकारितामा प्रत्यक्ष असर पार्ने सम्भावना रहन्छ।

४. विवाद समाधान प्रणाली: अनुभव र सीमाहरू

आयोगको अर्द्धन्यायिक कार्यक्षमता पछिल्लो अवधिमा उल्लेखनीय रूपमा विकसित भएको छ। यसै सम्बन्धमा आयोग स्थापना पश्चात सर्वप्रथम हालै मात्र दुई ठुला विद्युत् उपभोक्ताहरू र वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त संस्था नेपाल विद्युत् प्राधिकरणका बीचमा उत्पन्न विवादमा आयोगले आफूलाई प्राप्त अर्द्धन्यायिक अधिकारको प्रयोग गरी अदालती निर्णय दिन समर्थ भएको छ।

औद्योगिक उपभोक्तासँगको महसुल विवादमा आयोगको पहिलो ऐतिहासिक निर्णय

विद्युत् नियमन आयोगद्वारा दुई ठूला औद्योगिक उपभोक्ताबीच उत्पन्न महसुल सम्बन्धी विवादमा पहिलोपटक न्यायिक फैसला गरेको छ। उक्त फैसला नेपालको विद्युत् क्षेत्रको इतिहासमा एक महत्त्वपूर्ण आधारशिलाका रूपमा स्थापित भएको छ। सम्बन्धित उपभोक्ताहरूले विद्युत् महसुल निर्धारण, लागू गरिएका महसुल दर संरचना तथा भुक्तानी दायित्वको व्याख्यालाई लिएर विवाद दर्ता गरेका थिए। आयोगले विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ तथा प्रचलित महसुल सम्बन्धी प्रावधानहरूको समष्टिगत अध्ययन गरी दुबै पक्षलाई सुनुवाइको पर्याप्त अवसर प्रदान गर्दै, प्रमाण तथा तर्कको वस्तुनिष्ठ मूल्याङ्कनका आधारमा विवादको निरुपण गरेको छ।

उक्त निर्णयमार्फत आयोगले महसुल निर्धारण तथा कार्यान्वयनका विषयमा आफ्नो न्यायिक तथा अर्द्धन्यायिक अधिकार क्षेत्रको स्पष्ट रूपमा अभ्यास गरेको छ। यसले उपभोक्ता र सेवा प्रदायकबीचको विवाद समाधानमा आयोगको भूमिका केवल नीतिगत सीमामा सीमित नभई व्यावहारिक र कार्यान्वयनमुखी रहेको सन्देश प्रवाह गरेको छ। साथै, निर्णयले विद्युत् बजारमा पारदर्शिता, पूर्वानुमेयता तथा कानुनी निश्चितता अभिवृद्धि गर्न सहयोग पुऱ्याएको छ, जसले दीर्घकालीन रूपमा लगानी वातावरणलाई समेत सुदृढ बनाउने अपेक्षा गरिएको छ।

यस उपलब्धि मार्फत आयोगलाई विवाद समाधान संयन्त्रको प्रभावकारी प्रयोगतर्फ अग्रसर गराउँदै, भविष्यमा यस्ता जटिल महशुल तथा नियामकीय विवादहरू समाधान गर्न सक्षम संस्थाका रूपमा स्थापित गरेको छ। साथै, यसले आयोगको नियामकीय अभ्यासमा विश्वास अभिवृद्धि गर्दै, औद्योगिक उपभोक्ता लगायत सरोकारवालाहरूलाई आयोगमार्फत न्याय प्राप्त गर्न सकिने विश्वसनीय माध्यमको रूपमा मार्गदर्शन प्रदान गरेको छ।

औद्योगिक उपभोक्ताबीच उत्पन्न महशुल सम्बन्धी विवादको निरुपण गर्ने क्रममा आयोगले आफ्नो अर्द्धन्यायिक अधिकार प्रयोग गर्दै विस्तृत सुनुवाइ, प्रमाण मूल्याङ्कन तथा कानुनी व्याख्याका आधारमा स्पष्ट निर्णय प्रदान गरेको हो। विशेषतः Dedicated Feeder तथा Trunk Line सम्बन्धी विद्युत् महसुल विवादले अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिको दायित्व, उपभोक्ताको अधिकार, प्रसारण लाइनमा समन्यायिक पहुँचको अधिकार तथा गैर-भेदभावका सिद्धान्तहरूलाई व्यवहारिक रूपमा परिभाषित गर्ने अवसर प्रदान गरेको छ। यस प्रक्रियाले नियामकीय विधिशास्त्रीय (Regulatory Jurisprudence) विकासमा ठोस आधार तयार गर्दै विद्युत् क्षेत्रभित्रका जटिल व्यावसायिक सम्बन्धहरूलाई कानुनी र नियामकीय परिधिभित्र समाधान गर्न आयोग सक्षम छ भन्ने सन्देश प्रवाह गरेको छ।

यद्यपि सोहि प्रक्रियाका क्रममा आयोगले विवाद समाधान संयन्त्रमा केही संरचनात्मक कमजोरीहरू पनि पहिचान समेत गर्ने अवसर प्राप्त गरेको छ। प्राविधिक प्रकृतिका विवादमा विशेषज्ञ साक्षी प्रणालीको अभाव, सुनुवाइ प्रक्रियामा एकरूपता सुनिश्चित गर्ने आवश्यकता, तथा पक्षहरूबीच देखिने संस्थागत असन्तुलनजस्ता पक्षहरू स्पष्ट रूपमा उजागर भएका छन्। साथै, कार्यान्वयन चरणमा देखा पर्ने जटिलताहरूले विद्यमान प्रावधानहरूको पुनरावलोकन आवश्यक रहेको संकेत गरेका छन्। यस सन्दर्भमा आयोगले आफ्नो विवाद समाधानसम्बन्धी विनियम तथा कार्यविधिहरूलाई थप सुदृढ, स्पष्ट र पहुँचयोग्य बनाउने दिशामा पहल गर्ने आवश्यकता महसुस गरेको छ। विशेषतः बाझिने र जटिल प्रावधानहरूको सरलीकरण, प्रक्रियागत स्पष्टता र उपभोक्तामैत्री व्यवस्था विकासमार्फत कुनै पनि विद्युत् उपभोक्ताले सहज रूपमा आयोगसमक्ष विवाद प्रस्तुत गर्न सक्ने वातावरण निर्माण गर्नु अबको प्राथमिकता हुनेछ।

५. संस्थागत सुधार तथा आयोगको आन्तरिक क्षमता विकास

आयोगको प्रारम्भिक पाँच वर्षको अवधिमा निवेदन दर्ता, अभिलेख व्यवस्थापन तथा निर्णय प्रक्रियाहरू मुख्यतः भौतिक तथा कागजी प्रणालीमा आधारित थिए। यसका कारण सेवाग्राही कार्यालयमा प्रत्यक्ष उपस्थित भई प्रक्रिया अघि बढाउनुपर्ने, फाइल ट्र्याकिङमा अस्पष्टता रहने तथा समयमै सेवा प्राप्त गर्न कठिनाइ भोग्नुपर्ने अवस्था थियो। बढ्दो आवेदन संख्या, विशेष गरी विद्युत् खरिद बिक्री सम्झौतासम्बन्धी सहमति, सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति, शेयर संरचना परिवर्तन तथा अन्य नियामकीय अनुमतिहरूमा आएको चापले यस्तो परम्परागत प्रणालीको सीमालाई थप सङ्कुचित बनाएको थियो।

तथापि, दोस्रो पदाधिकारीहरूको नियुक्तिपश्चात् आयोगले पहिलो प्राथमिकताका रूपमा Document Management System (DMS) को विकास र कार्यान्वयन गरी आफ्नो कार्यप्रणालीलाई डिजिटल माध्यममा रूपान्तरण गरेको छ। आयोगद्वारा प्रदान गरिने सेवाहरू, जस्तै अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिहरूको शेयरको सार्वजनिक निष्कासन, विद्युत् कम्पनीहरूको शेयर संरचना परिवर्तन, विद्युत् खरिद बिक्री सम्झौतामा सहमति तथा संशोधन लगायतका कार्यहरूलाई छिटो, छरितो, विश्वसनीय तथा सेवाग्राहीमैत्री बनाउने उद्देश्यले यो प्रणाली लागू गरिएको छ। DMS मार्फत निवेदन दर्ता, ट्र्याकिङ, अभिलेख व्यवस्थापन तथा निर्णय प्रक्रियामा पारदर्शिता र थप स्पष्टता कायम भएको छ।यद्यपि, यसले प्रशासनिक सुधारतर्फ महत्त्वपूर्ण आधार तयार गरे पनि दीर्घकालीन रूपमा

आयोगले थप संस्थागत सुदृढीकरण गर्न आवश्यक रहेको देखिन्छ। यी सुधारहरू कार्यान्वयन गर्न सकेमा आयोगले आफ्नो मूल उद्देश्य अनुरूप पारदर्शी, उत्तरदायी तथा प्रभावकारी नियामक संस्थाका रूपमा अझ मजबुत उपस्थिति स्थापित गर्न सक्नेछ।

६. महत्त्वपूर्ण नीतिगत उपलब्धि तथा संस्थागत प्रगति

क) विद्युत् प्रसारण तथा वितरण प्रणालीमा खुला पहुँच सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२

विद्युत् प्रसारण तथा वितरण प्रणालीमा खुल्ला पहुँच सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२ को कार्यान्वयन नेपालको विद्युत् क्षेत्रको संरचनात्मक रूपान्तरणतर्फको एक निर्णायक कदमका रूपमा स्थापित भएको छ। यस निर्देशिकाले पहिलोपटक विद्युत् प्रसारण तथा वितरण पूर्वाधारमा भेदभावरहित पहुँच सुनिश्चित गर्दै उत्पादन, खपत र विद्युत् व्यापारबीच प्रत्यक्ष सम्बन्ध स्थापना गर्ने कानुनी तथा नियामकीय आधार तयार गरेको छ। यसअघि विद्युत् खरिद–बिक्री मुख्यतः एकल क्रेता मोडेलमा सीमित रहेको अवस्थामा अब उप्रान्त योग्य उत्पादक तथा ठूला उपभोक्ताहरूले प्रत्यक्ष रूपमा विद्युत् खरिद बिक्रि गर्न सक्ने व्यवस्था सृजना भएको छ । यसले विद्युत् बजारमा प्रतिस्पर्धा, पारदर्शिता तथा सुशासन अभिवृद्धि गर्ने अपेक्षा गरिएको छ। साथै उक्त निर्देशिकाद्वारा निजी क्षेत्रको सहभागिता विस्तार, विद्युत्को दक्ष उपयोग तथा सीमापार व्यापार प्रवर्द्धनका लागि आवश्यक नियामकीय पूर्वाधार समेत सुनिश्चित गरेको छ।

यस अतिरिक्त आर्थिक दृष्टिले यस निर्देशिकाको प्रभाव अझ व्यापक हुनेछ। जलविद्युत् उत्पादनमा वृद्धि भइसकेको वर्तमान परिप्रेक्ष्यमा बजार पहुँचको अभावले सिर्जना गरेको संरचनात्मक अवरोधलाई हटाउँदै यसले विद्युत् उत्पादनलाई मागसँग जोड्ने संयन्त्र निर्माण गरेको छ। यसबाट औद्योगिक उपभोक्ताहरूलाई प्रतिस्पर्धी दरमा विद्युत् प्राप्त हुने, ऊर्जा लागत घट्ने तथा औद्योगिक उत्पादकत्वमा सुधार आउने अपेक्षा गरिएको छ। यस अर्थमा यो निर्देशिका केवल नियामकीय दस्तावेज मात्र नभई नेपालको विद्युत् बजारलाई प्रतिस्पर्धी, खुला र आर्थिक रूपमा गतिशील बनाउने आधारस्तम्भका रूपमा लिन सकिन्छ।

खुला पहुँच निर्देशिका नेपालको विद्युत् बजारलाई प्रतिस्पर्धात्मक संरचनातर्फ उन्मुख गराउने महत्त्वपूर्ण नियामकीय उपकरण भएता पनि कार्यान्वयनका सम्बन्धमा प्रसारण क्षमताको व्यवस्थापन, महसुल संरचनाको स्पष्टता तथा

प्रणाली सञ्चालनमा संस्थागत समन्वय लगायतका चुनौतीहरू देखिएका छन् । यसर्थ खुला पहुँचको प्रभावकारी कार्यान्वयनका लागि केवल निर्देशिका जारी गर्नु पर्याप्त नभई बजार संरचना र सञ्चालन संयन्त्रको अभिवृद्धि र सुदृढीकरण आवश्यक हुन्छ ।

ख) जलाशययुक्त जलविद्युत् आयोजनाको विद्युत् खरिद बिक्रि दर सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२

नेपालको विद्युत् क्षेत्रको संरचनात्मक सुधारतर्फको महत्त्वपूर्ण कदमको शुरुवात गर्दै विद्युत् नियमन आयोगद्वारा "जलाशययुक्त विद्युत् उत्पादन केन्द्रको विद्युत् खरिद बिक्री सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२" जारी गरिएको छ। जलाशययुक्त (storage-based) आयोजनाहरू केवल ऊर्जा उत्पादनका स्रोत मात्र नभई विद्युत् प्रणाली स्थिरता, पिक लोड व्यवस्थापन र मौसमी ऊर्जा सन्तुलनका आधारस्तम्भ हुन्। यस निर्देशिका मार्फत आयोजनाबाट उत्पादित विद्युत् खरिद बिक्रीलाई स्पष्ट, अनुमानयोग्य र नियामक ढाँचामा ल्याउने तथा विद्युत् खरिद बिक्रि सम्झौतासम्बन्धी अनिश्चितता घटाउने र लगानीकर्ताको विश्वास बढाउने अपेक्षा गरिएको छ। साथै, जलाशययुक्त आयोजनाको बहुआयामिक मूल्य (energy + capacity + ancillary services) लाई मान्यता दिने दिशामा यो निर्देशिका नीतिगत आधार बन्ने देखिन्छ।

यसको प्रभाव नेपालको विद्युत् प्रणाली र समग्र अर्थतन्त्र दुबैमा दीर्घकालीन हुन्छ। पहिलो, ग्रिडमा peak management क्षमता सुधार भई load shedding को जोखिम घट्नेछ र आयातित विद्युत् वा महँगो पीकिङ स्रोतमा निर्भरता कम गर्नेछ। दोस्रो, मौसमी रूपमा उपलब्ध अतिरिक्त ऊर्जा (especially monsoon surplus) लाई व्यवस्थापन गरी आन्तरिक उपयोग र सम्भावित निर्यातको आधार अझ सुदृढ बनाउनेछ। तेस्रो, मूल्य निर्धारण र खरिद प्रक्रिया स्पष्ट हुँदा परियोजना बैंकयोग्यता (bankability) बढी निजी तथा वैदेशिक लगानीलाई आकर्षित गर्नेछ।

७. पछिल्लो दुई वर्षको समग्र प्रगति मूल्याङ्कन

आयोगको प्रगति मूल्याङ्कन गर्दा गुणात्मक परिवर्तनलाई प्राथमिकता दिनु आवश्यक हुन्छ। पछिल्लो दुई वर्षमा निम्न क्षेत्रहरूमा उल्लेखनीय प्रगति देखिएको छ: पछिल्ला दुई वर्षमा आयोगले गरेका कामहरूको समग्र मूल्याङ्कन प्रस्तुत गर्नुअघि यसको संस्थागत पृष्ठभूमि र कार्यक्षेत्र स्पष्ट रूपमा बुझ्नु आवश्यक हुन्छ। विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ अन्तर्गत स्थापना भएको आयोगको मूल दायित्व विद्युत् उत्पादन, प्रसारण, वितरण तथा व्यापारलाई स्वतन्त्र, पारदर्शी र प्रतिस्पर्धात्मक बनाउने हो। प्रारम्भिक वर्षहरूमा आयोगको ध्यान संस्थागत संरचना निर्माण, आधारभूत नियमावलीहरूको तर्जुमा र नियामकीय अभ्यासको स्थायित्व विकासमा केन्द्रित थियो। त्यसपछि क्रमशः कार्यान्वयनमुखी नियमन (implementation-oriented regulation) र बजार-आधारित नियमन प्रणालीतर्फ यसको भूमिका विस्तार हुँदै गएको देखिन्छ।

सि.नं.	क्रियाकलाप	पछिल्लो पाँच वर्ष (संख्या)	हालको दुई वर्ष (संख्या)	कैफियत
१.	नियामकीय उपकरणको तर्जुमा	११	५	
२.	छलफल पत्रको तर्जुमा	-	४	छलफल पत्र जारी गर्ने प्रचलनको शुरुवात
३.	सार्वजनिक निष्कासनको पूर्वस्वीकृति	३४	७८	
४.	Digitization प्रणालीको अवस्था	-	१	प्रथम पटक ERC DMS प्रणाली लागू गरिएको

५.	अन्तराष्ट्रिय तथा संघ संस्थासंगको आवद्धता	-	१	SAFIR को सदस्यता प्राप्त गरेको
७.	विवाद समाधान	-	२	प्रथम पटक विद्युत् सम्बन्धी दुईवटा विवादमा न्यायिक निर्णय दिएको
८.	उपभोक्ता महसुल निर्धारण	३	१	
९.	उपभोक्ता संरक्षण सम्बन्धी गतिविधि	-	३	प्रदेशगत उपभोक्ता संरक्षण कार्यक्रम संचालन गरिएको
१०.	संस्थागत विकास तथा कर्मचारी नियुक्ति	-	१३ जना	स्थायी कर्मचारीको नियुक्ति

पछिल्लो राजनीतिक र ऊर्जा क्षेत्रीय सन्दर्भमा नेपालले तीव्र रूपमा विद्युत् उत्पादन वृद्धि, निजी क्षेत्रको विस्तार, र अन्तरदेशीय व्यापार सम्भावनाको विस्तार अनुभव गरेको छ। यसले नियमनलाई केवल स्वीकृति दिने निकाय होइन, प्रणाली सन्तुलन, लगानी सुरक्षा, उपभोक्ता संरक्षण र बजार अनुशासन सुनिश्चित गर्ने संस्थाका रूपमा अझ बढी सक्रिय बनाएको छ। यही सन्दर्भमा पछिल्ला दुई वर्षलाई गुणात्मक परिवर्तनको चरणका रूपमा हेर्न सकिन्छ, जहाँ आयोगको काम केवल संख्यात्मक वृद्धि होइन, प्रक्रिया सुधार, डिजिटलाइजेसन, निर्णयको पारदर्शिता, र विवाद समाधान क्षमताको सुदृढीकरणतर्फ उन्मुख भएको छ। यस आधारमा प्रस्तुत सूचकहरू केवल कार्यसूची मात्र नभएर नेपालको विद्युत् नियमन प्रणालीको परिपक्वता मापन गर्ने प्रमुख आधार हुन्। शुरुको पाँच वर्षको तुलनामा त्यस पश्चात्का पछिल्ला दुई वर्षमा भएको समग्र प्रगतिले आयोगको institutional consolidation बाट regulatory effectiveness तर्फको रूपान्तरणलाई संकेत गर्छ।

८. दक्षिण एसिया पूर्वाधार नियमन मञ्च (साफिर) को सदस्यता र त्यसको अपेक्षित परिणाम

अन्तराष्ट्रिय तथा क्षेत्रीय नियामक क्रियाकलापहरूको अनुभव आदान–प्रदान, क्षमता अभिवृद्धि तथा पूर्वाधार नियमनसम्बन्धी अन्तरदेशीय समन्वय सुदृढ गर्ने उद्देश्यले विद्युत् नियमन आयोगले दक्षिण एसियाली पूर्वाधार नियमन मञ्च (South Asia Forum for Infrastructure Regulation – SAFIR) को सदस्यता प्राप्त गरिसकेको छ। उक्त सदस्यतामार्फत आयोगले क्षेत्रीय विद्युत् नीति संवादमा संस्थागत सहभागिता जनाउने, अन्तर्राष्ट्रिय उत्कृष्ट अभ्यासहरूको अध्ययन, अनुकरण तथा अनुकूलन गर्ने तथा अनुसन्धान लगायतमा सहकार्य विस्तार गरिने छ। साथै नियामकीय नैतिकता, पारदर्शिता तथा संस्थागत सुदृढीकरणमा अभिवृद्धि गर्ने अवसर प्राप्त गरेको छ। यसका अतिरिक्त, SAFIR जस्ता क्षेत्रीय मञ्चहरूसँगको आबद्धताले सीमापार विद्युत् व्यापार, पूर्वाधार लगानीको नियमन तथा उदीयमान नियामकीय चुनौतीहरूका सन्दर्भमा साझा दृष्टिकोण विकास गर्न सहयोग पुऱ्याउने अपेक्षा गरिएको छ। यस प्रकारको सहकार्यले आयोगको नियामकीय क्षमता अभिवृद्धि गर्नुका साथै नेपालको ऊर्जा क्षेत्रको समग्र नीतिगत सुधार, लगानीमैत्री वातावरण निर्माण तथा क्षेत्रीय सहकार्य सुदृढीकरणमा समेत सकारात्मक योगदान पुऱ्याउने विश्वास गरिएको छ।

९. सरकारको नीति तथा आयोगको कार्यान्वयनको अवस्था

यसै सम्बन्धमा नेपाल सरकारद्वारा जारी गरिएको शासकीय सुधार सम्बन्धी एक सय कार्यसूचीहरूमा नतिजामा आधारित शासकीय प्रवन्ध, प्रशासनिक सुधार, सार्वजनिक सेवा प्रवाह, गुनासो व्यवस्थापन, सुशासन, पारदर्शिता तथा भ्रष्टाचार नियन्त्रणजस्ता विषयहरूलाई प्राथमिकताका साथ समेटिएको छ। यी कार्यसूचीहरू केवल सामान्य

प्रशासनिक सुधारमा सीमित नभई ऊर्जा तथा विद्युत् क्षेत्रको संरचनागत सुधार, नियामकीय प्रभावकारिता अभिवृद्धि, लगानीमैत्री वातावरण निर्माण तथा उपभोक्ता हित संरक्षणसँग प्रत्यक्ष रूपमा सम्बन्धित रहेका छन्। ऊर्जा क्षेत्रको सन्दर्भमा उक्त कार्यसूचीहरूले विशेषगरी विद्युत् उत्पादन, प्रसारण तथा वितरण प्रणालीमा दक्षता अभिवृद्धि, खुला पहुँचको कार्यान्वयन, महसुल निर्धारणमा पारदर्शिता, गुनासो व्यवस्थापन संयन्त्रको सुदृढीकरण, तथा नियामकीय निकायहरूको संस्थागत क्षमता अभिवृद्धि जस्ता विषयहरूलाई प्राथमिकता दिएका छन्।

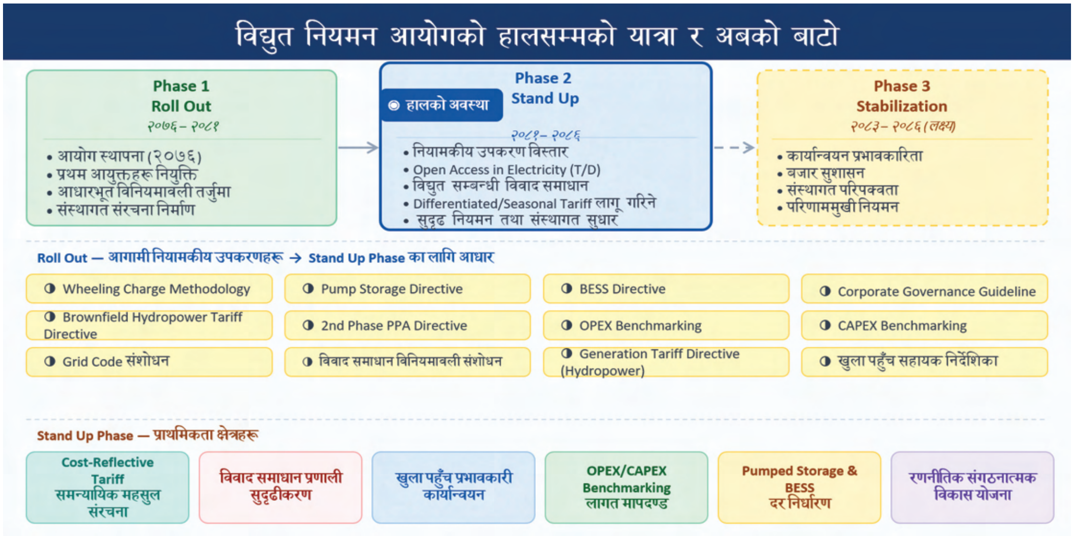
यी विषयहरू विद्युत् नियमन आयोगको मूल म्यान्डेटभित्र पर्ने भएकाले आयोगले समेत त्यस्ता क्रियाकलापलाई आफ्नो अल्पकालीन तथा दीर्घकालीन कार्ययोजनामा समावेश गर्दै कार्यान्वयनतर्फ उन्मुख भएको छ। नेपाल सरकारको नीति बमोजिम आयोगले गरिरहेको कार्यहरू अवस्था तपसिलबमोजिम तालिकामा उल्लेख गरिएको छ:

नेपाल सरकारको नीति/निर्देशन	आयोगले गर्ने कार्य	कार्यान्वयनको अवस्था
क) शासकीय सुधार सम्बन्धी एक सय कार्यसूचीमा समावेश विद्युत् सम्बन्धी कार्य		
ऊर्जा निर्यात रणनीति	खुला पहुँच सम्बन्धी निर्देशिका	लागू गरिएको
	खुल्ला पहुँचका सहायक निर्देशिकाहरू	तर्जुमाको अन्तिम चरणमा रहेका
	प्रसारण तथा वितरण दस्तुर (व्हिलिङ्ग चार्ज) निर्धारण	तर्जुमाको अन्तिम चरणमा रहेका
	विद्युत् व्यापारसम्बन्धी निर्देशिका र ट्रेडिङ्ग मार्जिन सम्बन्धी व्यवस्था	अध्ययनको चरणमा/छलफल पत्रको तर्जुमा
	अन्तरदेशीय विद्युत् व्यापारसम्बन्धी निर्देशिका	अध्ययनको चरणमा/छलफल पत्रको तर्जुमा
बहुआयामिक वित्तीय संरचना विकास	लागत प्रतिविम्बित एवम् लगानीको सुनिश्चितता दिने दर निर्धारण पद्दति विकास।	Cost Reflective महशुल दरको अध्ययन प्रक्रियामा
देशको ऊर्जा क्षेत्रलाई आर्थिक रुपान्तरणको मुख्य आधार बनाउने	डिफरेनसियल ट्यारिफ लगायत विद्युत् खपतलाई प्रोत्साहन गर्ने महसुल संरचना निर्माण गर्ने।	अध्ययन तत्काल सुरु गर्न सकिने र नयाँ विद्युत् महसुल सम्बन्धी निर्देशिका अध्ययन तथा तर्जुमाको चरणमा
ख) ऊर्जा जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालयको कार्यकारी निर्देशन		
विद्युत् नियमन आयोगले Open Access विद्युत् कारोबारका लागि लागू हुने गरी पारदर्शी र स्तरिकृत Wheeling Charge Methodology निर्धारण गरी सार्वजनिक गर्ने	Open Access र त्यस सम्बन्धी सहायक नियामकीय उपकरण जारी गर्ने	खुला पहुँच सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२ जारी भई त्यस सम्बन्धी सहायक निर्देशिका जारी हुने चरणमा रहेको
	Wheeling Charge Methodology निर्धारण गर्ने	Wheeling Charge, Dedicated Transmission Line Cost लगायत निर्धारणको अन्तिम चरणमा

जलाशययुक्त जलविद्युत् आयोजना (Storage) र Pump Storage को लागि मौसमी र पिक डिमाण्ड मूल्य निर्धारण सहितको Differentiated Tariff Framework तर्जुमा गर्ने	जलाशययुक्त जलविद्युत् आयोजना (Storage) को मौसमी र पिक डिमाण्ड मूल्य निर्धारण सहितको Differentiated Tariff Framework तर्जुमा गर्ने	आयोगले को मौसमी र पिक डिमाण्ड मूल्य निर्धारण सहितको जलाशययुक्त जलविद्युत् आयोजनाको विद्युत् खरिद बिक्री सम्बन्धी निर्देशिका, २०८२ जारी गरी लागू भइसकेको
	Pump Storage को लागि मौसमी र पिक डिमाण्ड मूल्य निर्धारण सहितको Differentiated Tariff Framework तर्जुमा गर्ने	Pump Storage आयोजनाको महसुल दर सम्बन्धी निर्देशिका तर्जुको अन्तिम चरण रहेको
संस्थागत कार्यादेश तथा क्षमता पुनरावलोकन (Institutional Mandate and Capacity Review)	कार्यक्षेत्रमा रहेका अस्पष्टता वा अन्य निकायसंग दोहोरोपन हुने खालमा प्रावधानमा संरचनागत तथा कार्यगत सुधारहरू	न
विद्युत् महसुल निर्धारण सम्बन्धी प्रक्रियालाई पारदर्शी, लागतमा आधारित र उपभोक्तामैत्री बनाउने	उपभोक्ता विद्युत् महसुल निर्धारण प्रक्रियामा जनसहभागिता कायम गर्ने	हाल प्रचलित उपभोक्ता विद्युत् महसुल निर्धारण निर्देशिका, २०७६ लाई समयानुकुल परिवर्तन गर्ने वा खारेज गरी नयाँ निर्देशिका तर्जुमाको अन्तिम चरणमा, वितरण संहिता, मिटरिंग संहिता लगायत यथासिघ्र जारी गरिने
Hydrological Penalty को व्यवस्था पुनरावलोकनको सम्बन्धमा	सो व्यवस्था पुनरावलोकन गर्ने हेतु अध्ययन अनुसन्धान गर्ने	Hydrological Penalty को व्यवस्था पुनरावलोकनको सम्बन्धमा तालुक मन्त्रालय तथा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग समन्वय गरी यथाशिघ्र निष्कर्षमा पुगिनेछ।

१०. निष्कर्ष तथा अबको बाटो

अतयब पछिल्लो चरणसम्मको अनुभवबाट विचार गर्दा नेपालको विद्युत् नियमन प्रणाली अब प्रारम्भिक संस्थागत निर्माणको चरण पार गर्दै कार्यान्वयनमुखी र परिणाममुखी चरणमा प्रवेश गरिसकेको छ। विद्युत् उत्पादनमा वृद्धि, निजी क्षेत्रको विस्तार तथा प्रतिस्पर्धात्मक बजारतर्फको संक्रमणसँगै नियमनको क्षेत्राधिकार र जटिलता दुवै बढेका छन्। यस परिवेशमा आयोगको भूमिका केवल नियामकीय उपकरण तर्जुमा गर्नेमा सीमित नरही तिनको प्रभावकारी कार्यान्वयन, संस्थागत समन्वय तथा विद्युत् बजारमा सुशासन सुनिश्चित गर्ने दिशामा केन्द्रित हुन आवश्यक छ। विशेषतः कानूनी स्पष्टता, कार्यान्वयन क्षमता, र निर्णय प्रक्रियाको विश्वसनीयता अभिवृद्धि नगरी ऊर्जा क्षेत्रलाई दिगो र अनुमानयोग्य बनाउनु कठिन हुने देखिएको छ।



यस सन्दर्भमा आयोगको आगामी कार्यदिशा स्पष्ट प्राथमिकतामा आधारित र कार्यान्वयनयोग्य हुनुपर्ने आवश्यकता देखिन्छ। ऊर्जा प्रणालीको प्राविधिक रूपान्तरण, बजार संरचनाको विकासका साथै उपभोक्ता संरक्षण तथा संस्थागत सुदृढीकरणलाई एकीकृत रूपमा अघि बढाउँदै आयोगले आफ्नो नियामकीय भूमिकालाई अझ परिपक्व बनाउने लक्ष्य राखेकोछ। तपसिलबमोजिम उल्लिखित प्राथमिकताहरू आयोगको आगामी मार्गदर्शनका रूपमा प्रस्तुत गरिएका छ:

१) Pumped Storage तथा Battery Energy Storage System का लागि दर निर्धारण ढाँचा

नेपालको विद्युत् प्रणाली क्रमशः ऊर्जाको मात्रामा आत्मनिर्भर बन्दै जाँदा यसको गुणस्तर र प्रणाली सन्तुलनको विषय महत्त्वपूर्ण बन्दै गएको छ। विशेषतः मौसमी उत्पादन असन्तुलन र पिक समयमा माग व्यवस्थापनका लागि Pumped Storage तथा Battery Energy Storage System (BESS) जस्ता प्रविधिहरू अपरिहार्य बन्दै गएका छन्। तर हालसम्म यस्ता प्रविधिको आर्थिक मूल्यांकन र दर निर्धारणका लागि स्पष्ट नियामकीय ढाँचाको अभाव रहेको छ। यस सन्दर्भमा ऊर्जा, क्षमता तथा ancillary services लाई समेट्ने बहुआयामिक दर संरचना विकास गरी यस्ता आयोजनाहरूलाई बैंकयोग्य र आकर्षक बनाउने आवश्यकता देखिएको छ। यही आवश्यकतालाई आत्मसात गर्दै आगामी दिनमा आयोगद्वारा उपयुक्त Pumped Storage तथा Battery Energy Storage System का लागि दर निर्धारण ढाँचा लागू गर्ने लक्ष्य लिएको छ।

२) उपभोक्ता महसुल दरमा समन्यायिक सुधार (Cost-reflective tariff)

नेपालको विद्युत् महसुल संरचना ऐतिहासिक रूपमा सामाजिक र नीतिगत प्राथमिकताबाट प्रभावित रहँदै आएको छ। जसका कारण वास्तविक लागत र महसुलबीच अन्तर देखिने गरेको छ। दीर्घकालीन रूपमा यस्तो असन्तुलनले सेवा प्रदायकको वित्तीय स्थायित्व र प्रणालीको दिगोपनमा असर पार्ने सम्भावना रहन्छ। त्यसैले उत्पादन, प्रसारण र वितरणको वास्तविक लागत प्रतिबिम्बित गर्ने पारदर्शी महसुल प्रणाली विकास गर्नु आवश्यक छ। यसले एकातर्फ सेवा प्रदायकको वित्तीय अनुशासन सुनिश्चित गर्नेछ भने अर्कोतर्फ उपभोक्तालाई न्यायोचित र अनुमानयोग्य दरमा सेवा प्राप्त हुने आधार तयार गर्नेछ।

३) जलविद्युत् परियोजनाको सञ्चालन लागत मापदण्ड

त्यसैगरी जलविद्युत् परियोजनाहरू दीर्घकालीन लगानीमा आधारित हुने भएकाले यसको सञ्चालन लागतको स्पष्ट मापदण्ड नहुँदा दर निर्धारण तथा नियामकीय मूल्यांकनमा असमानता देखिएको छ। हालसम्म परियोजनाबीच लागत संरचना र रिपोर्टिङमा एकरूपता नभएको कारण नियमन जटिल बन्ने गरेको छ। यस सन्दर्भमा सञ्चालन तथा मर्मतसम्भार खर्चका लागि उपयुक्त स्तर वा मापदण्ड विकास गर्नु आवश्यक छ जसअन्तर्गत विद्युत् खरिद बिक्री दर निर्धारणलाई वैज्ञानिक तथा वस्तुनिष्ठ बनाउने, कार्यसम्पादन सूचक तथा परियोजनाको दक्षता अभिवृद्धिमा सहयोग पुऱ्याउनेछ।

४) विवाद समाधान प्रणालीको सुदृढीकरण

आयोगलाई प्राप्त अर्द्धन्यायिक अधिकारको प्रभावकारिता त्यसको कार्यान्वयन क्षमतामा निर्भर रहन्छ। हालसम्म विवाद समाधानमा महत्त्वपूर्ण प्रगति भए पनि आदेश कार्यान्वयन, प्रक्रियागत एकरूपता र प्राविधिक क्षमताका क्षेत्रमा थप सुधारको आवश्यकता देखिएको छ। विशेषतः ठूला संस्थागत उपभोक्ताहरू संलग्न विवादमा निर्णय कार्यान्वयन चुनौतीपूर्ण बन्ने गरेको छ। यस सन्दर्भमा समयसीमा आधारित सुनुवाइ, विशेषज्ञ साक्षी प्रणाली र आदेश कार्यान्वयन संयन्त्र सुदृढ गर्दै आयोगलाई विश्वसनीय विवाद समाधान मञ्चका रूपमा स्थापित गर्नुपर्ने आवश्यकता छ।

५) खुला पहुँचको प्रभावकारी कार्यान्वयन

हालै मात्र आयोगद्वारा जारी गरिएको खुला पहुँच निर्देशिकाले विद्युत् बजारलाई प्रतिस्पर्धात्मक संरचनातर्फ उन्मुख गर्ने आधार तयार गरेको भए पनि यसको वास्तविक प्रभाव कार्यान्वयनमा निर्भर रहन्छ। प्रसारण क्षमताको सीमितता, खुला पहुँच शुल्क निर्धारण र प्रणाली सञ्चालनमा अस्पष्टता जस्ता चुनौतीहरूले यसको प्रभावकारिता सीमित गर्न सक्छन्। त्यसैले प्राविधिक तथा आर्थिक मापदण्ड स्पष्ट गर्दै, संस्थागत समन्वय सुदृढ गरी र बजार सहभागीहरूलाई अनुमानयोग्य वातावरण सृजना गर्दै खुला पहुँचलाई व्यवहारमा कार्यान्वयन गर्नुपर्ने आवश्यकता छ। यसैकारण आयोगले खुला पहुँच सम्बन्धी थप नियामकीय उपकरणहरू तर्जुमा तथा लागू गर्ने नीति लिएको छ।

६) आयोगको रणनीतिक संगठनात्मक योजना

आयोगको दीर्घकालीन प्रभावकारिता यसको आन्तरिक संरचना, मानव स्रोत र कार्यप्रणालीमा निर्भर रहन्छ। प्रारम्भिक चरणमा आधार निर्माण भइसकेको अवस्थामा अब संस्थागत परिपक्वता हासिल गर्ने दिशामा रणनीतिक योजना आवश्यक देखिन्छ। यस अन्तर्गत मानव स्रोत विकास, प्राविधिक क्षमता अभिवृद्धि, डिजिटल प्रणाली विस्तार तथा Evidence-Based Decision Making लाई संस्थागत रूपमा स्थापित गर्नुपर्नेछ। स्पष्ट लक्ष्य, प्राथमिकता र कार्यान्वयन रणनीति सहितको संगठनात्मक विद्युत् नियमन आयोगलाई स्थिर, उत्तरदायी र परिणाममुखी नियामक संस्थाका रूपमा स्थापित गर्न महत्त्वपूर्ण हुनेछ।

अन्त्यमा विद्युत् नियमन प्रणाली कार्यान्वयन र परिणाममुखी चरणमा प्रवेश गरिसकेको सन्दर्भमा आयोग अब नीतिगत तर्जुमा भन्दा अघि बढेर ठोस कार्यान्वयनतर्फ केन्द्रित हुनेछ। विद्युत् प्रणालीमा खुला पहुँचको प्रभावकारी कार्यान्वयन, लागत-प्रतिबिम्बित महसुल संरचना, विद्युत भण्डारण प्रणालीका लागि दर निर्धारण तथा विवाद समाधान र संस्थागत सुदृढीकरणमार्फत आयोगले विद्युत् बजारमा सुशासन, पारदर्शिता र विश्वसनीयता सुनिश्चित गर्ने दिशामा अगाडि बढ्नेछ। यस प्रक्रियालाई कानूनी स्पष्टता, प्रमाणमा आधारित निर्णय र दृढ संकल्पसँग जोड्दै समग्र ऊर्जा क्षेत्रलाई दिगो, प्रतिस्पर्धात्मक र अनुमानयोग्य बनाउने प्रतिबद्धता आयोगले लिएको छ।

Who Watches the Dams? Regulating Nepal's Hydropower from the First Excavation to the Final Drop of Spillway

✍ **Subhash Subedi**[1]

Imagine Nepal's Electricity Regulatory Commission receives a letter from a hydropower developer: a 75 MW project on a tributary of the Karnali is complete and ready for commercial operation. Attached is a thick stack of self-certified compliance documents. No ERC engineer visited the site during construction. No independent inspector reviewed the penstock installation. The ERC reviews the documents, finds them in order, and issues the commercial operation certificate.

This is not hypothetical. It is, with minor variations, **normal practice**. And it should awake us.

Nepal is building hydropower at a pace this generation has never witnessed. The government targets over 12,500 MW within the next decade. Dozens of projects i.e. from 5 MW micro-hydro schemes to 900 MW storage projects are simultaneously in survey, construction, or commissioning, sitting atop one of the world's most seismically volatile mountain ranges. While the numbers of PROR and Storage type projects are increasing in Nepal significantly in recent years, the consequences of a single dam failure could be measured in thousands of lives.

Against this backdrop, Nepal's Electricity Regulatory Commission, established by the ERC Act of 2017 and operational since May 2019, remains in the words of one independent assessment, primarily a 'Share Structure IPO and Right Share Approval Office'[2]. It sometimes determines tariffs and introduces several regulatory instruments, processes company's share related applications, holds hearings. What it is not able not do and most likely no other Nepali institution currently does with any consistency, is physically oversee what is being built on those riverbeds.

This piece argues that genuine hydropower regulation in Nepal demands five non-negotiable physical oversight functions, focusing on the recent experiences of Uganda, the Philippines, India, and Norway.

I. WHY PAPER REGULATION ISN'T ENOUGH

The academic literature is unusually consistent: the most consequential hydropower

1 The author is assigned to the Electricity Regulatory Commission in the capacity of Hydropower Engineer. (M: 9840170733) -- Editors

2 ERC Nepal. ERC Act 2017 & Regulations 2018. www.erc.gov.np

failures are not licensing failures, they are construction and operational oversight failures. A 2021 study in Energies analysed 29 hydropower projects relicensed by the US Federal Energy Regulatory Commission and found that the most significant environmental and safety outcomes were determined not by the conditions written into project licenses, but by the quality of field inspections during construction and operation.[3]

A 2021 study on Nepal's Gandaki River basin documented that reduced environmental flows where diversion projects routinely fail to maintain minimum required discharges were the single most common source of community conflict and social licence breakdown across 12 run-of-river sites.[4] No functioning monitoring mechanism independently verified whether developers were actually releasing the required flows. The licence said one thing. The river said another.

A 2024 Nepali engineering journal review concluded that the absence of a robust technical inspection regime was a principal constraint on sustainable hydropower development, increasing both project-level financial risk and downstream community vulnerability.[5]

The World Bank's Global Electricity Regulatory Index (2022) found that the most widespread regulatory deficiency across developing countries was not in formal independence or tariff methodology, it was in the technical capacity to conduct physical compliance oversight. In just 31 percent of cases were regulatory staff wages competitive with those of the utilities they regulate, undermining enforcement capacity across the board.[6]

What happens in the field, between the approval of a licence and the issuance of a commercial operation certificate, is where the most important regulatory work takes place. And it is precisely where Nepal's ERC is currently invisible.

II. FOUR COUNTRIES, FOUR LESSONS

The most instructive comparators for Nepal are not regulatory giants like the United States, but four countries that confronted the same institutional challenges within living memory.

3 Aldrovandi, Parish & Pracheil (2021). Understanding the Environmental Study Life Cycle in the United States Hydropower Licensing and Federal Authorization Process. Energies, 14(12), 3435. doi:10.3390/en14123435 [Note: the original article misattributed authorship to "Rottler et al." — the correct authors are Aldrovandi, Parish & Pracheil.]

4 Crootof, Shrestha, Albrecht, Ptak & Scott (2021). Sacrificing the local to support the national: Politics, sustainability, and governance in Nepal's hydropower paradox. Energy Research & Social Science, 80, 102206. doi:10.1016/j.erss.2021.102206]

5 Bhatt & Joshi (2024). Hydropower Development in Nepal: Status, Opportunities and Challenges. Journal of UTEC Engineering Management (JUEM), 2(1), 125–135. doi:10.36344/utecem.2024

6 World Bank / ESMAP (2022). Global Electricity Regulatory Index (GERI) 2022. Washington DC: World Bank. [Blog summary published March 2024.] Note: The article's "31% technical enforcement capacity" figure is not directly supported by GERI 2022, which reports 31% for staff wage competitiveness, not a specific "technical enforcement capacity" sub-score. The broader finding on technical oversight gaps is substantiated.

1. Uganda: Electricity Regulatory Authority (ERA), est. 2000

(Africa's best electricity regulator for four consecutive years)

Uganda's ERA was established 19 years before Nepal's own ERC.[7] Uganda country's GDP per capita is around 1100$; lesser than that of Nepal's 1500$. Yet by 2021 the African Development Bank ranked it the best electricity regulator on the continent for the fourth consecutive year.[8] Three pillars explain this: statutory authority over the physical conditions of licensed infrastructure (including stop-work powers); commissioners on staggered five-to-seven-year terms insulated from political interference; and recent national dam safety scoping visits conducted in partnership with Uganda's Directorate of Water Resources Management.[9]

Uganda also provides a structural lesson Nepal should study: hydropower licences run a maximum of 40 years, and for projects above 10 MW, all generation rights, property, and infrastructure revert to the government at expiry with no compensation payable to the private developer. Nepal's ERC Act contains no equivalent provision.

2. Philippines: Energy Regulatory Commission (ERC), est. 2001

(A quasi-judicial model that turned hydropower compliance into a legal obligation)

The Philippines ERC was created under the Electric Power Industry Reform Act (EPIRA) as an independent quasi-judicial body.[10] Its central contribution is the Certificate of Compliance (COC): the ERC must issue a COC to every generating facility confirming it meets technical and safety standards. A facility operating without one is operating illegally, and the ERC has authority to impose penalties, order shutdowns, and escalate to the courts.[11] By 2023 it had issued 14 sets of rules, 77 formal decisions, and over 1,156 individual orders in a single year — a 100 percent complaint resolution rate.[12]

There is also a cautionary lesson: Mindanao suffered severe blackouts in 2004–2005 and 2009 due to over-reliance on hydropower during El Niño droughts, compounded by insufficient regulatory foresight on climate variability.[13] Nepal's Himalayan rivers face analogous variability from glacial melt, monsoon shifts, and GLOF risk. Climate resilience assessments must be embedded in ERC technical standards.

3. India: Central Electricity Regulatory Commission (CERC), est. 1998

How India built a regulatory body that infrastructure investors actually trust India's CERC confronted physical infrastructure oversight under conditions of institutional

7 Electricity Regulatory Authority Uganda. Electricity Act 1999 (Ch. 145). www.era.go.ug
8 African Development Bank (2021). Electricity Regulatory Index 2021. afdb.org
9 ERA Uganda (2025). National Dam and Waterway Safety Scoping Visits. era.go.ug
10 Republic of the Philippines. RA 9136 — EPIRA (2001), Section 38.
11 Energy Regulatory Commission (Philippines). Wikipedia, updated Jan 2026.
12 BusinessWorld Online (2024). "23 years of shaping energy regulation in the Philippines." June 10, 2024.
13 Grokipedia (2025). Electricity sector in the Philippines. grokipedia.com

weakness strikingly similar to Nepal's today.[14] Its response, evolved over two decades, links tariff payments to physical compliance: CERC can withhold tariff payments to projects found in breach of their environmental or operational licence conditions.[15] This tariff-linkage mechanism making financial returns contingent on physical performance is CERC's most powerful regulatory tool. Nepal's ERC already has the statutory architecture to replicate it.

A 2021 research paper on Nepal's hydropower policy identified the absence of exactly this kind of performance-based framework as a structural gap contributing to Nepal's chronic project delays and cost overruns.[16]

4. Norway: Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)

The world's most rigorous hydropower regulator

Norway's NVE offers three immediately adaptable practices.[17] First: mandatory pre-construction design approval. No hydropower dam above a defined hazard classification can proceed without NVE's formal review by accredited engineers who routinely require modifications before approving construction commencement. Nepal has no equivalent gate.

Second: a national real-time river flow monitoring network. Every licensed facility must transmit continuous flow data to NVE, published publicly so communities and civil society can independently verify environmental flow compliance. Nepal's ERC has no such system: compliance exists only in licence documents.

Third: permanent national asset treatment. Under Norwegian concession law, major hydropower infrastructure reverts to state ownership at concession end without compensation to the private developer. Nepal's constitutional provisions on natural resource sovereignty make this model worthy of serious legislative consideration.

III. FIVE THINGS NEPAL'S ERC MUST BE ABLE TO DO - AND CANNOT YET

1. CONSTRUCTION INSPECTION WITH STOP-WORK AUTHORITY

Establish six Regional Construction Oversight Offices with resident ERC engineers authorised to conduct unannounced site visits and issue 24-hour stop-work orders when construction deviates from approved designs or presents imminent safety risks. Mandatory milestone inspections at foundation completion, first concrete pour, penstock installation, and powerhouse completion.

14 Central Electricity Regulatory Commission. Wikipedia, updated Feb 2026.
15 Govt. of India, MoEFCC. Environmental Flows Notification 2018.
16 Zou, Pradhan & Mukhia (2021). Nepal's hydropower development: Predicament and dilemma in policy-making. Sustainable Development, 30(1), 136–148. Wiley.
17 NVE Norway (2020). Regulation on Safety and Supervision of Watercourse Facilities. nve.no

2. REAL-TIME ENVIRONMENTAL FLOW MONITORING AND TARIFF PENALTIES

Require all projects above 1 MW to install automated flow gauges transmitting real-time data to an ERC central platform; publish this data publicly; impose defined tariff reductions for any billing period in which minimum flow conditions are violated. The ERC's control over tariffs is its most powerful enforcement tool; it should use it. Crootof et al. (2021, Energy Research & Social Science) documented systematic minimum environmental flow non-compliance across 12 Nepali run-of-river sites as the primary driver of community conflict that caused multi-year construction delays in several cases.

3. MANDATORY DAM SAFETY INSPECTIONS AND EMERGENCY ACTION PLANS

Mandate Emergency Action Plans for all dams above 10 metres as a condition of commercial operation; establish five-year independent structural safety inspections for all high-hazard dams; create a national dam incident reporting portal requiring developer notification within four hours of any structural anomaly. ICIMOD (2023) identifies over 2,000 glacial lakes in Nepal, 21+ classified as potentially dangerous. A 2022 climate study found Nepal's compound GLOF and seismic risk profile has no close parallel elsewhere in Asia.

4. DECOMMISSIONING PLANS AND TRUST FUNDS FROM DAY ONE

Every new issued licence must include a defined term (not exceeding 35 years), a Preliminary Decommissioning Plan submitted at licensing, and a mandatory Decommissioning Trust Fund; a percentage of annual gross revenue in independently held escrow sufficient to fund eventual dam removal and river restoration. Legislate Uganda-style asset reversion provisions for large projects.

The World Commission on Dams (2000) established that decommissioning costs must be internalised by developers from project inception adopted in the US FERC framework but entirely absent from Nepal's current licensing architecture.

IV. THE HARDEST TRUTH: THE ERC CANNOT DO THIS TOMORROW

Honesty requires acknowledging what Uganda's ERA CEO said plainly: regulation is a catch-up game.[18] Nepal's ERC is seven years old and still consolidating its core tariff mandate. Asking it to simultaneously absorb full physical infrastructure oversight; field engineers, monitoring systems, dam safety authority, enforcement powers would risk repeating Nigeria's mistake with NERC in the mid-2000s, when an ambitious mandate was handed to an institution without the capacity to implement it. The result was a generation of infrastructure built to the lowest standard developers believed they could get away with.

The answer is not to delay. It is to phase with precision. Uganda built ERA over twenty

18 Tibalwa Waako, Z. (2020). Quoted in African Development Bank ERI 2020 Report.

years. The Philippines ERC grew from a modest institution into one issuing over 1,000 regulatory orders annually over two decades. India's CERC consolidated its physical oversight function gradually, beginning with the largest interstate projects.

While saying this, with the joining of newly recruited **team spanning diverse disciplines, from geologists and environmentalists to engineers** , ERC should begin to leverage this wealth of expertise to regulate the infrastructures of hydropower projects that are structurally robust, geologically informed, and environmentally responsible.

SOMEONE HAS TO WATCH THE DAMS. IT SHOULD BE THE ERC.

Nepal's rivers will not wait for its institutions to catch up. With sudden increasing in number of PROR and storage hydropower projects in Nepal, the fear for the communities living below the dams will be there for everyday. Investors are also making decisions right now about whether Nepal's regulatory environment is trustworthy enough to deploy capital at scale.

Uganda answered this question in twenty years by building a regulator that Africa's development banks hold up as a continental model. The Philippines answered it in twenty-three years through legally binding compliance certificates. India answered it over two decades by making developer revenues contingent on physical performance. Norway never had to answer the question because it built physical oversight into its regulatory DNA from the beginning.

Nepal's ERC was established only in 2019. It has time to choose which trajectory it follows. But the choice must be made deliberately, funded seriously, and implemented with the technical rigour that the Himalayas demand.

A regulator that only reads share structure of hydropower companies might not be a regulator. Nepal needs one that watches the dams.

विद्युत् नियमन आयोगको विशेष दस्तावेज

पञ्चकन्या प्लास्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा. लि. बिरुद्ध नेपाल विद्युत् प्राधिकरण समेत भएको नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्क लाइनको बक्यौता विद्युत् महसुल सम्बन्धी विवाद नं:- ०८२-DR-००१ उपर विद्युत् नियमन आयोगले मिति २०८२।१२।१ मा गरेको फैसलाको पूर्ण पाठ

विद्युत् नियमन आयोग

इजलास

अध्यक्ष डा. रामप्रसाद धिताल

सदस्य डा. मधुसुधन अधिकारी

सदस्य भागीरथी भट्टराई ज्ञवाली

सदस्य गौतम डङ्गोल

सदस्य डा. झमकप्रसाद शर्मा

फैसला

विवाद संख्या/ दर्ता नं:- ०८२-DR-००१

दायर भएको मितिः २०८२/०७/२०

फैसला भएको मितिः २०८२/१२/ १

निर्णय नं: ०१-२०८२/८३

ललितपुर जिल्ला ललितपुर महानगरपालिका वडा नं ०३ कृष्णगल्लीस्थित रजिष्टर्ड कार्यालय रहेको पञ्चकन्या प्लास्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा. लि. को तर्फबाट अख्तियारप्राप्त सहायक कानुन अधिकृत भक्तपुर जिल्ला चाँगुनारायण नगरपालिका वडा नं.-३ बस्ने बद्री बहादुर खड्काको नाति, उपेन्द्र खड्काको छोरा वर्ष २५ को अधिवक्ता रोजन खड्का (ID No.Pkg-R470, का. व्य.प्र. प. नं. २१६४१, सम्पर्क नं.९७०९०८८१०८, ९८५१०७६४५३) ....1 उजुरीकर्ता

विरुद्ध

नेपाल विद्युत् प्राधिकरण, दरबारमार्ग, काठमाडौं 1
ऐ. को संचालक समिति १
नेपाल विद्युत् प्राधिकरण, नयाँ मिल वितरण केन्द्र १

प्रत्यर्थी

विषयः नेपाल विद्युत् प्राधिकरणबाट डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्क लाइनबाट विद्युत् सप्लाइ लिएको उपभोक्तालाई बक्यौता विद्युत् महसुल बुझाउने अन्यायपूर्ण निर्णय खारेज गरी क्षतिपूर्ति दिलाइ पाऊँ भन्ने उजूरी बारे ।

विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १८ बमोजिम यस आयोगको क्षेत्राधिकार भित्रको भई रीतपूर्वक दायर हुन आएको प्रस्तुत मुद्दाको संक्षिप्त तथ्य र ठहर यस प्रकार छः

तथ्य खण्ड

नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रंकलाईनमार्फत विद्युत् उपभोग गरेवापत २०७२ माघदेखि २०७५ बैशाख महिनासम्मको बक्यौता विद्युत् महसुल सम्बन्धमा प्रशासकीय पुनरावलोकनको व्यवस्था गरी आवश्यक धरौटी रकम बुझाई निवेदन दिन सक्ने सूचना २०८२ वैशाख महिनामा प्रकाशित गरेअनुसार नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले बक्यौता महसुल देखाएको बिल रकम रु २४,६३,८७६।८१ को पाँच प्रतिशत बराबर धरौटी बुझाई उजुरीकर्ता पञ्चकन्या प्लाष्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा. लि. ले प्रशासकीय पुनरावलोकनका लागि निवेदन पेश गरेको र उक्त निवेदन विचाराधीन अवस्थामा नै रहेको बेला नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले प्रशासकीय पुनरावलोकनसम्बन्धी सम्पूर्ण प्रक्रिया बदर गरी मिति २०८१।६।१२ मा पत्र लेखी छुट बिलमा उल्लेख भए बमोजिमको बक्यौता महसुल रु २४,६३,८७६।८१ नबुझाएमा कारबाही गर्ने निर्णय तथा सूचना जारी गरी उजुरीकर्ता उद्योगको विद्युत् लाइन काटिएकोले विवादित बक्यौता अभिलेख रद्द गरी विद्युत् लाइन पुनः जडान गरी क्षतिपूर्तिसमेत दिलाई भराई पाउँ ।आफूले नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग डेडिकेटेड फिडर वा ट्रङ्कलाइनको सेवा माग नगरेको र सो सेवा उपलव्ध गराउन नेपाल विद्युत् प्राधिकरण संचालक समितिले कुनै निर्णय नगरेको तथा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग विवादित महसुल रकमको टीओडी डाटा पनि नभएको हुनाले सो रकम आफूले तिर्नु बुझाउनु पर्ने होइन । साथै उजुरीकर्ता उद्योगको विद्युत् लाइन काटिएकोले उजुरीकर्तालाई अपूरणीय हानी नोक्सानी भएकोले उजुरीकर्ताको उद्योगमा यथाशीघ्र विद्युत् आपूर्ति प्रदान गर्न तथा प्रस्तुत विवादको टुङ्गो नलागेसम्म विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७८ बमोजिम कुनै पनि काम कारवाही नगर्नू, नगराउनू भनी प्रत्यर्थीका नाममा अन्तरकालीन, अन्तरिम आदेश समेत जारी गरी पाउँ भन्नेसमेत व्यहोराको मिति २०८२|०७|२० को पञ्चकन्या प्लास्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा. लि. को उजुरी ।

"यसमा के कसो भएको हो ? उजुरीकर्ताको मागबमोजिम हुनुपर्ने हो होइन ? हुनु नपर्ने हो भने सोको आधार कारण सहितको लिखित प्रतिवाद सूचना प्राप्त भएको मितिले १५ दिनभित्र आफैं वा आफ्नो कानून बमोजिमको प्रतिनिधि मार्फत पेश गर्नू भनी प्रत्यर्थीहरूका नाममा सूचना पठाई म्यादभित्र लिखित प्रतिवाद परे वा म्याद व्यतित भएपछि नियमानुसार पेश गर्नू" भन्ने यस इजलासको मिति २०८२।७।२३ को आदेश ।

"उजुरीकर्ताको माग बमोजिम अन्तरकालीन, अन्तरिम आदेश जारी हुने नहुने सम्बन्धमा हेर्दा, प्रत्यर्थी नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले उजुरीकर्ताको उद्योगमा काटिएको विद्युत् लाइन पुनः जोडेको भन्ने खुल्न आएकाले जुन कार्यका लागि अन्तरकालीन, अन्तरिम आदेश माग गरिएको हो सो कार्य नै सम्पन्न भैसकेको देखिँदा अन्तरकालीन, अन्तरिम आदेश जारी गरिरहनु परेन" भन्ने यस इजलासको मिति २०८२।७।३० को आदेश ।

नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले डेडिकेटेड लाइन (फिडर) वा ट्रंक लाइनबाट विद्युत् उपयोग गर्ने औद्योगिक, व्यापारिक र गैरव्यापारिक वर्गका ग्राहकहरूलाई विशेष दर (थप दरमा) महसुल लगाउने मिति २०७२।०३।१२ मा निर्णय भएको र उक्त विशेष दरमा मिति २०७२।०४।०१ देखि लागू गर्न विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगमा अनुरोध

गरेकोमा उक्त आयोगबाट सो निर्णय स्वीकृत भई उजुरीकर्ताले सुरु देखिनै ट्रंक लाईनको सुविधा लिएको हुँदा कानुन बमोजिम छुट विलको रकम माग गरिएको हो । उजुरीकर्ताले रुपन्देही जिल्ला अदालतमा मुद्दा गरी फैसला भइसकेकाले उजुरीकर्तालाई प्रस्तुत उजुरी गर्न प्राङन्यायका सिद्धान्तले मिल्दैन भन्ने समेत एकै मिलान व्यहोराको नेपाल विद्युत् प्राधिकरण, ऐ. को संचालक समिति र नेपाल विद्युत् प्राधिकरण, नयाँ मिल वितरण केन्द्रको छुट्टा छुट्टै लिखित प्रतिवाद ।

प्रत्यर्थीहरूबाट पेश भएको लिखित प्रतिवादउपर १५ दिनभित्र आफैं वा आफ्नो कानून बमोजिमको प्रतिनिधि मार्फत रीतपूर्वकको प्रत्युक्ति पेश गर्नू भनी लिखित प्रतिवादको प्रतिलिपिसहितको सूचना उजुरीकर्तालाई दिई लिखित प्रत्युक्ति परे वा अवधि व्यतित भएपछि नियमानुसार पेश गर्नू" भन्ने यस इजलासको मिति २०८२।८।१२ को आदेश ।

विपक्षीले आन्तरिक लोड व्यवस्थापन गर्दा उजुरीकर्ता ट्रंक लाइनको संरचनाभित्र पर्न गएको अवस्था रहेको र लोडसेडिङ्ग ६ घण्टा वा सोभन्दा बढी कायम भएको अवस्थामा, २० घण्टा वा सोभन्दा बढी समय छुट्टै ट्रंक लाइनबाट निरन्तर विद्युत् आपूर्ति लिने ग्राहकको महसुल डेडिकेटेड ग्राहकको सरह दर कायम गर्ने गरी निर्णय भएकोमा उजुरीकर्ता सो बमोजिम नपर्ने हुँदा आन्तरिक व्यवस्थापनका लागि निवेदकलाई ट्रंक लाईनमा पारी महङ्गो आर्थिक दायित्वको भार बोकाउँदा विपक्षीको अनुचित समृद्धि (Unjust Enrichment) हुन जाने साथै आफ्नो व्यवसायिक फाइदाको लागि कानूनको गलत व्याख्या गरी जारी गरिएको छुट विल न्यायको सर्वमान्य सिद्धान्तको रुपमा रहेको विलम्बको सिद्धान्त समेत प्रतिकूल रहेकाले गलत मनसाय सहित रकम भुक्तानी प्रयोजनार्थ गरिएको निर्णय खारेज गरी पाऊँ भन्नेसमेत व्यहोराको उजुरीकर्ताको लिखित प्रत्युक्ति।

"उजुरीकर्ताको उजुरी, प्रत्यर्थीहरूबाट पेश हुन आएको लिखित प्रतिवाद तथा उजुरीकर्ताबाट पेश हुन आएको प्रत्युक्तिसमेतका सन्दर्भमा विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १८ को उपदफा (३) को खण्ड (घ) बमोजिम उजुरीकर्ता र प्रत्यर्थीहरूसँग भएको सम्बद्ध अभिलेख तथा प्राविधिक पक्षको स्थलगत निरीक्षण गराउनु पर्ने देखिंदा सो प्रयोजनका लागि ७ दिनको समयावधि तोकेर कर्मचारी तथा विज्ञहरू सम्मिलित टोली खटाउनू । निरीक्षणमा खटिएको टोलीलाई उक्त टोलीले निरीक्षण गर्न चाहेको जुनसुकै विषय निरीक्षण गर्न दिने, उक्त टोलीले माग गरेको व्यहोरा वा विवरण उपलव्ध गराइदिने साथै टोलीले छलफल वा अन्तरकृया गर्न चाहेमा त्यसमा सहभागिता जनाई टोलीलाई सकृय सहयोग गर्ने भन्ने व्यहोराको पत्र उजुरीकर्ता र प्रत्यर्थी दुबै पक्षलाई प्रेषित गर्नू । उक्त टोलीबाट प्रतिवेदन पेश हुन आए पछि कानून बमोजिम पेश गर्नू" भन्ने यस इजलासको मिति २०८२।९।२८ को आदेश ।

यस इजलासको मिति २०८२।९।२८ को आदेश बमोजिम आयोगबाट स्थलगत निरीक्षणमा खटिएको टोलीले स्थलगत निरीक्षण गरी आयोग समक्ष मिति २०८२।१०।११ मा पेश गरेको प्रतिवेदन मिसिल सामेल रहेको ।

"प्रत्यर्थीहरूबाट पेश हुन आएको लिखित प्रतिवाद तथा उजुरीकर्ताबाट पेश हुन आएको प्रत्युक्ति र यस इजलासको आदेशअनुसार स्थलगत निरीक्षण गर्न खटिएको टोलीले पेश गरेको प्रतिवेदन समेतको अध्ययन पश्चात प्रस्तुत विषयमा विवादित विषयको तथ्य बारे यकिन गर्न तथा आवश्यक प्राविधिक मूल्याङ्कनको लागि उजुरीकर्ता र प्रत्यर्थी दुबै पक्षलाई थप प्रमाण पेश गर्न लगाउनु पर्ने देखिँदा सोधनी भएको बिषयमा यथार्थ व्यहोरा खुलाई विद्युत् नियमन आयोग विवाद समाधानसम्बन्धी विनियमावली,२०८२ को विनियम २१ को उपविनियम (४) बमोजिम सूचना प्राप्त भएको मितिले बाटाको म्याद बाहेक १५ दिनभित्र लिखित प्रतिक्रिया एवं सोसँग सम्बन्धित उपलब्ध भएसम्मका सबुत प्रमाण पेश गर्नू भनी आदेशको प्रतिलिपि साथै राखी उजुरीकर्ता र प्रत्यर्थीहरूका नाममा सूचना

दिई लिखित प्रतिक्रिया पेश भए सो प्राप्त भएपछि वा पेश हुन नआए अवधि व्यतित भएपछि कानून बमोजिम पेश गर्नू" भन्ने यस इजलासको मिति २०८२।११।१ को आदेश ।

आयोगबाट मिति २०८२।११।१ मा भएको आदेश बमोजिम उजुरीसँग सम्बन्धित कागजात पेश गर्न ल्याएको छु उक्त पेश भएका कागजातहरूलाई मिसिल सामेल राखी नियमानुसार मुद्दाको कामकारवाही गरी पाऊँ भन्ने व्यहोराको उजुरीकर्ताले मिति २०८२।११।२५ मा पेश गरेको लिखित प्रतिक्रिया ।

प्राधिकरणको ग्राहकलाई विविध कारणबाट मानवीय त्रुटी एवं प्राविधिक कारणले ग्राहकलाई प्रदान गरिएको बिलमा महसुल छुट भएको अवस्थामा विद्युत् महसुल संकलन विनियमावलीमा भएको कानूनी व्यवस्थाबमोजिम नै छुट बिल जारी गरिएको हो । यी उजुरीकर्ता उद्योगको परिसरमा प्राधिकरणको भरौलिया सवस्टेसन देखि अमुवा सवस्टेसन जोड्ने ३३ के.भी. ट्रंक लाइन ट्यापिङ् गरी विद्युत् प्रवाह भएको साइट निरक्षण गर्दा प्रत्यक्ष देखिने भएकोले सो विषयलाई अनदेखा गर्न नमिल्ने भएको हुँदा निज उजुरीकर्ताको उद्योगमा ट्रंकलाइनबाट विद्युत् सप्लाई आजका दिनसम्म भइरहेको। विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ को विनियम ५(५) अनुसार ३३ के.भी. ट्रंक लाइनबाट नयाँ विद्युत् सप्लाई माग गर्ने नयाँ ग्राहकको रुपमा मात्र विद्युत् सप्लाई माग गर्दा नै २० घण्टा भन्दा बढी समय विद्युत् सप्लाई अवरुद्ध भएमा उल्लेख गर्नुपर्ने व्यवस्था सम्म रहेको । प्राधिकरणका मिटर रिडरले सम्बन्धित उद्योगमा गई मिटर रिडिङ गर्दा T१ T२ र T३ मा खपत भएको इनर्जी एवं डिमाण्ड स्पष्ट हुने र सोही अनुसार प्रचलित महसुल दर अनुसार बिलिङ हुने भएकोले डाटा एवं Log Sheet आवश्यक नहुने भन्नेसमेत व्यहोराको प्रत्यर्थीले मिति २०८२।११।२५ मा पेश गरेको लिखित प्रतिक्रिया।

इजलासले प्रमाण ऐन, २०३१ को दफा ५ बमोजिम स्वयम् न्यायिक जानकारी लिएको विषयः

(क) तत्कालीन विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको डेडिकेटेड फिडरबाट विद्युत् आपूर्ति लिने ग्राहकको लागि विद्युत् महसुल निर्धारण गरेको मिति २०७२।९।२९ र मिति २०७२।१०।१० को क्रमशः १०३ औं र १०४ औं बैठकका अलग अलग निर्णयहरू तथा निर्णय कार्यान्वयन गराउने क्रममा विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले मिति २०७२।१०।१२ को गोरखापत्रमा प्रकाशित गरेको सूचना एवं ट्रङ्कलाइनबाट विद्युत् आपूर्ति लिने ग्राहकको लागि डेडिकेटेड फिडर सरह विद्युत् महसुल लाग्ने भनी विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले गरेको मिति २०७३।३।१६ को १०८ औं बैठकको निर्णयका साथै निर्णय कार्यान्वयन गराउने क्रममा विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले मिति २०७३।३।२० को गोरखापत्रमा प्रकाशित गरेको सूचना ।

(ख) नेपाल सरकार (मन्त्रिपरिषद्) को मिति २०८०।०९।२४ को निर्णयबाट डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्कलाइनको महसुल सम्बन्धमा छानबिन गर्न सर्वोच्च अदालतका पूर्वन्यायाधीश गिरिशचन्द्र लालको संयोजकत्वमा गठित जाँचबुझ आयोगले नेपाल सरकारलाई बुझाएको र नेपाल सरकार (मन्त्रिपरिषद्) को मिति २०८१।०७।२५ को निर्णयबाट सार्वजनिक गरिएको प्रतिवेदन ।

(ग) डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्कलाइनको महसुल असुली सम्बन्धमा नेपाल सरकार (मन्त्रिपरिषद्) को मिति २०८१।१।२७ को निर्णय ।

(घ) विवादित डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्कलाइनको महसुल सम्बन्धमा ६ जना उपभोक्ताहरू (जगदम्बा स्टिल लिमिटेड, जगदम्बा सिन्थेटिक प्रा. लि., हुलास इन्डष्ट्रिज लिमिटेड, घोराही सिमेण्ट इण्डस्ट्री लिमिटेड, अर्घाखाँची सिमेण्ट लिमिटेड र रिलायन्स स्पिनिङ मिल्स लिमिटेड) का तर्फबाट गुनासोको रुपमा (मुद्दाको रुपमा होइन) आयोगमा मिति २०८१।०४।०४ मा पेश भएको शिकायत र सो सन्दर्भमा आयोगले नियमनकारी

निकायको हैसियतले उपभोक्ता र सेवाप्रदायक दुबै पक्षलाई आपसी समझदारीबाट समस्याको समाधानार्थ सहजीकरण गरिदिने क्रममा मिति २०८१।०४।६, २०८१।०५।२६, २०८१।७।१२, २०८१।०८।११, २०८१।११।०८ र २०८१।१२।२७ मा गरेका निर्णयहरू ।

(ङ) उजुरीकर्ताले यस अघि रुपन्देही जिल्ला अदालतमा दायर गरेको मुद्दा नं ०७८-CP-०२४४ उपर उक्त अदालतले मिति २०७९।९।२१ मा गरेको फैसला (जसको प्रमाणीकरण मिति २०७९।१०।२६ मा भएको) र उच्च अदालत तुलसीपुरको बुटवल इजलासले सोही फैसलालाई सदर गरेको मिति २०८१।०१।०९ को फैसला समेत।

(च) शिवम सिमेन्ट्स् लिमिटेड विरुद्ध नेपाल विद्युत् प्राधिकरण समेत रहेको नं ०७३-WO-००२४ को उत्प्रेषण परमादेश मुद्दामा विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले विधिवत् रुपमा महसुल दर निर्धारण गरे पश्चात मात्र त्यस्तो महसुल दर लागु हुने भनी सम्मानित सर्वोच्च अदालतले सिद्धान्त प्रतिपादन गरेको मिति २०७५।७।२० को फैसला ।

ठहर खण्ड

उल्लेखित विषयमा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणबाट भए गरेका काम कारवाहीहरूसँग सम्बन्धित नेपाल विद्युत् प्राधिकरणका शुरुदेखि हालसम्मका प्रचलित विनियमावलीहरू अवलोकन गर्दा विद्युत् वितरणतर्फ नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०६९ र त्यसलाई खारेज गरी जारी भएको विद्युत् वितरण विनियमावली, २०७८; अनि विद्युत् महसुल संकलनतर्फ विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०६९ र त्यसलाई खारेज गरी मिति २०७३।०४।०१ देखि लागू भएको विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ एवं त्यसलाई खारेज गरी जारी भएको विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली ,२०७७ र त्यसलाई खारेज गरी मिति २०७८।०९।०१ देखि लागू भएको विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७८ समेत रहेको पाइयो ।

नियमबमोजिम दैनिक पेशी सूचीमा चढी पेश हुन आएको प्रस्तुत विवादमा उजुरीकर्ताको उजुरी, प्रत्यर्थीको प्रतिवाद तथा उजुरीकर्ताको प्रत्युक्ति समेतका मिसिल संलग्न तथ्य एवं प्रमाणको अध्ययन गरी उजुरीकर्ताका तर्फबाट उपस्थित विद्वान् अधिवक्ताहरू सर्वश्री रमन कुमार कर्ण, सुलभ पराजुली, विशेष थापा, सगुण खनाल तथा रोजन खड्का र प्रत्यर्थी नेपाल विद्युत् प्राधिकरण समेतको तर्फबाट उपस्थित विद्वान अधिवक्ताहरू सर्वश्री रमेश कुमार घिमिरे र राजकुमार पोखरेलले गर्नुभएको बहस सुनी मुख्यतया निम्नलिखित सवालहरूमा केन्द्रित रही फैसला गर्नुपर्ने देखियोः

१. यसै विषयमा यस अघि नै उजुरीकर्ताबाट रुपन्देही जिल्ला अदालतमा मुद्दा गरी फैसला भइसकेकाले उजुरीकर्तालाई विद्युत् नियमन आयोगमा प्रस्तुत उजुरी गर्न प्राङन्यायका सिद्धान्तले मिल्दैन भन्ने प्रत्यर्थीको लिखित जवाफ रहेको सन्दर्भमा उजुरीकर्ताले यस आयोगमा उजुरी दायर गर्न प्राङन्यायको सिद्धान्त आकर्षित हुन्छ कि हुँदैन र निजको हकदैया पुग्छ कि पुग्दैन ? साथै प्रस्तुत विषयमा विद्युत् नियमन आयोगको क्षेत्राधिकार आकर्षित हुन्छ कि हुँदैन ?

२. नेपाल विद्युत् प्राधिकरण आफैँले ग्राहकलाई महसुल पुनरावलोकनका लागि आह्वान गरी निज उजुरीकर्ताबाट विधिवत् पुनरावलोकनको निवेदन परेपछि पुनरावलोकन नगरी सो प्रकृया नै बदर गरेको कार्यको औचित्य स्थापित हुन्छ कि हुँदैन ?

३. कानून तथा न्यायको दृष्टिबाट उजुरीकर्तालाई नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले बिलम्ब गरेर विद्युत् महसुलको छुट

बिल जारी गर्न पाउने हो कि होइन ?

४. आफूले नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग डेडिकेटेड फिडर वा ट्रङ्कलाइनको सेवा माग पनि नगरेको र सो सेवा उपलव्ध गराउन नेपाल विद्युत् प्राधिकरण संचालक समितिले कुनै निर्णय पनि नगरेको हुनाले आफ्नो नाममा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले बक्यौता देखाएको विवादित समयावधिको डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्कलाइनको विशेष महसुल नेपाल विद्युत् प्राधिकरणलाई बुझाउनुपर्ने होइन भनी उजुरीकर्ता पञ्चकन्या प्लास्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा. लि. ले गरेको दाबी पुग्न सक्छ कि सक्दैन ?

५. नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग विवादित महसुल रकमको टीओडी डाटा नै नभएको हुनाले आफूले उपभोग नगरेको विद्युत् बापत आफ्नो नाममा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले बक्यौता देखाएको विवादित समयावधिको डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्कलाइनको विशेष महसुल नेपाल विद्युत् प्राधिकरणलाई बुझाउनुपर्ने होइन भनी उजुरीकर्ता पञ्चकन्या प्लास्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा. लि. ले गरेको दाबी पुग्न सक्छ कि सक्दैन ?

६. नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले विवादित समयमा निरन्तर विद्युत्आपूर्ति नगरेको कारणले गर्दा विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको मिति २०७३।३।१६ को १०८ औं बैठकको निर्णयमा उल्लेखित सर्तहरू पुरा नभएको हुँदा अतिरिक्त महसुल लाग्ने होइन भनी उजुरीकर्ता पञ्चकन्या प्लास्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा. लि. ले गरेको दावी पुग्न सक्छ कि सक्दैन ?

प्रश्न नं. १: प्रस्तुत उजुरी गर्ने उजुरीकर्ताबाट रुपन्देही जिल्ला अदालतमा मुद्दा नं ०७८-CP-०२४४ दायर भई उक्त अदालतबाट मिति २०७९।९।२१मा फैसला भैसकेको हुँदा अदालतबाट पहिले नै निरोपण भैसकेको तथ्य लुकाई उजुरीकर्ताले सोही विषयमा पुनः विद्युत् नियमन आयोगमा उजुरी गर्न पाउने होइन भनी नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले आफ्नो लिखित प्रतिबादमा गरेको दाबीका सन्दर्भमा देवानी कार्यविधि संहिता, २०७४ को दफा ८९ लाई दृष्टिगत गर्दा र उजुरीकर्ताले यस आयोगमा उजुरी दायर गर्न प्राङन्यायको सिद्धान्त आकर्षित हुन्छ कि हुँदैन र निजको हकदैया पुग्छ कि पुग्दैन ? भन्ने सन्दर्भमा हेर्दा, मुद्दा नं ०७८-CP-०२४४ मा आफूले विद्युत् को महसुल नियमितरुपमा बुझाउँदै आएको भए पनि नेपाल विद्युत् प्राधिकरण भैरहवा वितरण केन्द्रले मिति २०७८।३।११ च नं २२९१ को पत्र लेखी २०७७ असारसम्मको बाँकी बक्यौता रु ४,३२,५९,१५५।७९ र २०७८ जेठसम्मको बाँकी बक्यौता रु ९,६४,५९,६४६।२३ यही २०७८ आषाढ मसान्तभित्र बुझाउन वा सो बुझाउने किश्ताबन्दीको लागि आवेदन दिन उल्लेख गरी पत्राचार गरेकाले सो पत्र लगायत नेपाल विद्युत् प्राधिकरण संचालक समितिको निर्णयसमेत बदर गरी टीओडी मिटरको विवरणबाट मिति २०७३।४।१ देखिको खपतमा लागू हुने दरमा हिसाब गर्न लगाई बिजक जारी गरी पाउँ भनी यिनै उजुरीकर्ताले रुपन्देही जिल्ला अदालतबाट मुद्दा दायर गरेकामा रुपन्देही जिल्ला अदालतबाट-

"उद्योगले उठाएको वर्ग परिवर्तनको सम्बन्धमा डेडिकेटेड सप्लाई वा निर्वाध विद्युत् आपूर्तिको प्रबन्ध भनेको ग्राहक वर्गीकरणको विषयबस्तु अन्तर्गत पर्ने देखिँदैन। विद्युत् महसुल संकलन विनियमावलीको विनियम ३ ले गरेको वर्गीकरणको सूची भित्र डेडिकेटेड सप्लाई वा डेडिकेटेड फिडर वा ट्रंक लाइनबाट आपूर्ति सेवा लिएका ग्राहकलाई छुट्टै वर्गमा वर्गीकृत गरेको पाइदैन। बरू उक्त विनियमावलीको परिभाषा खण्डमा ग्राहक शब्दको परिभाषा गर्दा ट्रंक लाइन र डेडिकेटेड फिडरबाट विद्युत् आपूर्ति सेवा लिएको ग्राहकलाई समेत समेटेको अवस्था छ। डेडिकेटेड सप्लाई भनेको विद्युत् आपूर्ति सेवा लिने ग्राहकको छुट्टै वर्ग नभई त्यस्तो सेवा प्रदान गर्ने प्रकृया मात्र रहेको भन्ने देखिन आउँछ। यस आधारमा हेर्दा वादी संस्थाले जुन वर्ग अन्तर्गतको विद्युत् आपूर्ति सेवा प्राप्त गरेको हो त्यस वर्गबाट परिवर्तन गरी अर्को वर्गमा लगिएको भनी मान्न सकिने वस्तुनिष्ठ आधार मिसिलबाट भेटिँदैन। कुनै पनि विशेष सुविधा लिने संस्थाले विशेष महसुल बुझाउनु पर्ने प्रबन्ध गरिनुलाई अन्यथा भन्न सकिँदैन। विशेष सेवा

सुविधाभित्र विशेष महसुल, शुल्क वा दस्तुरको विषय पनि स्वत: अन्तरनिहित हुन्छ। वादी संस्थाले निर्वाध विद्युत् आपूर्ति भएको अवस्थामा मात्र तदनुरुपको महसुल बुझाउनु पर्ने वैध अपेक्षा (Legitimate expectation) गरे जस्तै आपूर्तिकर्ता संस्थाले पनि त्यस्तो विशेष सुविधाका लागि गरेको विशेष प्रबन्धसँगै त्यसमा विशेष महसुलको अपेक्षा गर्नुलाई अस्वाभाविक, असमान र अनुचित मान्न सकिने हुँदैन। त्यसमा पनि विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले नै डेडिकेटेड लाइन र ट्रंक लाइनबाट विद्युत् सेवा लिने औद्योगिक, व्यापारिक, गैर व्यापारिक वर्गका ग्राहकले विद्युत् शक्ति खपत गरे वापत लिने शुल्क यकीन गरीदिए अनुसार त्यसलाई विनियमावलीको अङ्ग बनाएको अवस्थामा महसुलको दर र त्यसको वैधतामा प्रश्न उठाउन मिल्ने हुँदैन।

वादी संस्थाले तिर्नु बुझाउनु पर्ने वास्तविक विद्युत् महसुल यकीन गरी पुन: बिजक जारी गरी पाउन माग गरिएको अवस्था छ। फिरादपत्रमा विद्युत् महसुल सम्बन्धी निर्णय बदरको माग गरिएको भए पनि कुन मितिमा कुन निर्णय बदरको माग गरिएको हो भन्ने स्पष्ट खुलाउन सकिएको पाइदैन। न त आफूले यो यति विद्युत् खपत गरी सो वापत यो यति महसुल बुझाएको, यो यति बुझाउन बाँकी रहेको वा विद्युत् खपत गरे अनुसारको सम्पूर्ण महसुल चुक्ता गरेको भनी आफ्ना तर्फबाट हिसाव देखाई दावी प्रस्तुत गर्न सकेको नै अवस्था छ। त्यसरी निर्णय बदर तर्फ स्पष्ट दावी प्रस्तुत हुन नसकेको अवस्थामा विद्युत् महसुलका रुपमा वादी संस्थाले तिरे बुझाएको वा तिर्न बुझाउन पर्ने सम्पूर्ण हिसाव गरी रकम यकीन गर्ने र सो आधारमा पुन: बिजक जारी गर्ने जस्तो प्राविधिक र प्रशासनिक विषयमा यस अदालतले क्षेत्राधिकार ग्रहण गरी न्याय निरुपण गर्न कानूनी र व्यवहारिक दृष्टिले वाञ्छनीय हुँदैन। त्यस्ता विषयलाई विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ को विनियम ५ को उपविनियम (१३) तथा विद्युत् वितरण विनियमावली, २०६९ को विनियम ४५ समेतका आधारमा पुनरावेदन समिति समक्ष प्रस्तुत गर्न सकिने गरी न्यायिक उपचारको विशिष्ट प्रबन्ध गरिएको पाइन्छ। उक्त समिति समक्ष निवेदन पेश भएका बखत वादी संस्थाले दावी लिएको समग्र विषयलाई संवोधन गर्नुपर्ने स्वभाविक जिम्मेवारी उक्त समितिले वहन गर्ने नै छ यसमा अविश्वास गर्नु पर्ने वस्तुनिष्ठ आधार र कारण देखिन आउँदैन।

प्राधिकरणबाट छुट बिलिङ मार्फत निर्धारण गरिएको छुट विद्युत् महसुलको विषयलाई विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ को वैधतासंग जोडेर अन्यथा भन्न मिल्ने अवस्था नरहेको, वादी दावीको समग्र विषयमा विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ को विनियम ५ को उपविनियम (१३) तथा विद्युत् वितरण विनियमावली, २०६९ को विनियम ४५ समेतका आधारमा पुनरावेदन समिति समक्ष पेश गर्न सकिने उपचारको मार्ग विद्यमान रही उक्त समितिबाट स्वाभाविक रुपमा सो अनुसारको जिम्मेवारी र दायित्व वहन गरी वादी दावीका विषय सम्बोधन हुन सक्ने अवस्था समेत रहेको र वादी दावी अनुसार विद्युत् महसुलको सम्पूर्ण हिसाव गरी बिजक जारी गर्ने कार्य यस अदालतबाट हुन नसक्ने हुँदा प्रस्तुत मुद्दाको रोहबाट थप प्रमाण बुझिरहनु पर्ने समेत देखिएन। तसर्थ नेपाल विद्युत् प्राधिकरण, वुटवल वितरण केन्द्रको च.नं. १२४९, मिति २०७८/०३/११ को उक्त पत्र समेत वदर गरी विद्युत् महसुलको हिसाव गरी बिजक जारी गरी पाउँ भन्ने समेतको वादी दावी प्रथम दृष्टिमै पुग्न नसक्ने"

भन्ने ठहर गरी मिति २०७९।०९।२१ मा फैसला भएको देखियो । रुपन्देही जिल्ला अदालतबाट भएको उक्त फैसलाउपर यिनै उजुरीकर्ताले उच्च अदालत तुलसीपुर, बुटवल इजलासमा पुनरावेदन गरेको मुद्दा नं ०७९-DP-०६०१ मा रुपन्देही जिल्ला अदालतका फैसलालाई सदर ठहर गरी उच्च अदालत तुलसीपुर, बुटवल इजलासबाट मिति २०८१।०१।०९ मा फैसला भई अन्तिम भएको पाइयो ।

यसरी रुपन्देही जिल्ला अदालतबाट फैसला हुँदा वादी (यी उजुरीकर्ता) लाई विद्युत् महसुलमा चित्त नबुझेको अवस्थामा प्रचलित कानून बमोजिम सोको पुनरावलोकन गराउने प्रकृयामा जानुपर्ने ठहर गरी भएका फैसला

अन्तिम भएको र उजुरीकर्ताले तत्कालीन कानूनको म्याद भित्र पुनरावलोकनको लागि सम्बन्धित निकायमा निवेदन नदिए पनि नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले २०८२।०१।२६ र मिति २०८२।०१।३० मा सूचना प्रकाशित गरेर पुनरावलोकनमा आउन आह्वान गरेपछि मिति २०८२।०२।२९ मा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसमक्ष पुनरावलोकनका लागि निवेदन पेश गरेकोमा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले मिति २०८२।०६।१० को निर्णयबाट पुनरावलोकनको प्रकृया नै बदर गरेपछि अन्य कुराको अलावा सो निर्णय समेत उपर चित्त नबुझेको भनी यस आयोगसमक्ष प्रस्तुत उजुरी पेश हुन आएको देखिँदा प्रत्यर्थीले जिकिर लिए बमोजिम देवानी कार्यविधि संहिता, २०७४ को दफा ८९ मा उल्लेख भएअनुसारको प्राङन्यायको सिद्धान्त आकर्षित हुने देखिएन । उक्त उजुरी दायर गर्नका लागि विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १८ बमोजिम उजुरीकर्ताको हकदैया पुग्ने नै देखियो ।

त्यसैगरी प्रस्तुत मुद्दामा विद्युत् नियमन आयोगको क्षेत्राधिकार आकर्षित हुने नहुने सम्बन्धमा बिचार गर्दा विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १८ को उपदफा (१) को खण्ड (ख) बमोजिम अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले गरेको कुनै निर्णयमा चित्त नबुझेको वा निजले गरेको कार्यबाट आफूलाई मर्का परेको कुरा उल्लेख गरी त्यसवापतको क्षतिपूर्तिको दाबी गरेको विषयमा उत्पन्न हुने विवादको सम्बन्धमा अदालतलाई भए सरहको अधिकार प्रयोग गरी विवाद समाधान गर्ने अधिकार आयोगलाई रहेको छ। Regulatory Competence तथा First Instance Jurisdiction को सिद्धान्तलाई दृष्टिगत गर्दा पनि विद्युत् महसुल निर्धारण, पुनरावलोकन तथा त्यससम्बन्धी विवाद प्रारम्भिक रूपमा सक्षम नियामक निकायबाटै सुनुवाइ तथा निर्णय हुनुपर्दछ भन्ने मान्यता रहेको पाइन्छ । यो सिद्धान्तलाई विद्युत् जस्ता प्राकृतिक एकाधिकार (Natural Monopoly) रहेको क्षेत्रमा विश्वव्यापी रूपमा स्वीकार गरिएको देखिन्छ । अन्तर्राष्ट्रिय अभ्यासको अवलोकन गर्दा पनि विभिन्न देशका विद्युत् क्षेत्रका नियामक निकायहरूलाई विधायिकाद्वारा विद्युत्सम्बन्धी विवाद समाधान गर्ने अधिकार प्रदान गरिएको देखिन्छ । यसका केही उदाहरण हेर्ने हो भने भुटानको Electricity Act (2001) को दफा ११ को उपदफा ७ ले विद्युत् क्षेत्रको नियामक निकाय Bhutan Regulatory Authority लाई ऐन, नियमावली, संहिता, मापदण्ड तथा सो ऐनअन्तर्गत जारी गरिएका अनुमतिपत्रको कार्यान्वयनसँग सम्बन्धित विषयमा "to establish a dispute resolution process and settle disputes between Licensees and between Licensees and customers relating to the enforcement of this Act, regulations, codes, standards and licenses issued under this Act ...." भन्ने सम्मको अधिकार प्रदान गरेको देखिन्छ। पाकिस्तानको विद्युत् सम्बन्धी कानून Regulation of Generation, Transmission and Distribution of Electric Power Act, 1997 बमोजिम स्थापना भएको विद्युत् क्षेत्रको नियामक निकाय National Electric Power Regulatory Authority (NEPRA) लाई समेत विवाद समाधान गर्ने स्पष्ट अधिकार प्रदान गरिएको देखिन्छ । उक्त ऐनको दफा ७ को उपदफा २ मा "settle disputes between licensees in accordance with the specified procedure" भन्ने व्यवस्था रहेको देखिन्छ भने सोही ऐनको दफा ४७ (ङ) मा अनुमतिपत्र पाप्त व्यक्ति तथा उपभोक्ताबीच उत्पन्न हुने विवाद समाधान गर्ने प्रक्रिया निर्धारण गर्ने सम्बन्धी कानूनी व्यवस्था गरिएको देखिन्छ । Public Utilities Commission of Sri Lanka (PUCSL) तथा Bangladesh Energy Regulatory Commission (BERC) लाई पनि सम्बन्धित राष्ट्रिय कानूनद्वारा विद्युत् क्षेत्रका अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्ति र उपभोक्ताबीच उत्पन्न हुने विवाद समाधान गर्ने नियामक अधिकार प्रदान गरिएको देखिन्छ । माथि उल्लेखित अन्तर्राष्ट्रिय अभ्यासको अध्ययन गर्दा विद्युत् जस्ता प्राविधिक, आर्थिक तथा सार्वजनिक सरोकारसँग प्रत्यक्ष र परोक्ष सम्बन्ध रहेको क्षेत्रमा विवाद समाधानको प्राथमिक अधिकार आयोग जस्ता नियामक निकायलाई प्रदान गर्नु कानूनको सर्वमान्य सिद्धान्त रहेको पुष्टि हुन्छ ।

नेपालको सन्दर्भमा हेर्दा विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ ले महसुल निर्धारण तथा त्यससँग सम्बन्धित विवादको प्रारम्भिक सुनुवाइ गर्ने अधिकार Entity at First Stance को रुपमा विद्युत् नियमन आयोगलाई नै प्रदान गरेको देखिन्छ । विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १८ को उपदफा (२) बमोजिम त्यस्तो विवाद वा विषयका सम्बन्धमा अनुमतिप्राप्त व्यक्ति वा उपभोक्ताले आयोगसमक्ष उजूरी दिन सक्नेछ भन्ने व्यवस्था गरिएको पाइन्छ। निज उजूरीकर्ता उद्योग विद्युत् अनुमतिपत्रप्राप्त नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको औद्योगिक ग्राहकको वर्गमा पर्ने हुँदा निजबाट आयोगसमक्ष परेको उजूरीको हकमा सोही ऐनको दफा १८ को उपदफा (३) बमोजिम आयोगले कानून बमोजिम अदालतलाई भए सरह क्षेत्राधिकार ग्रहण गरी कारवाही किनारा गर्न मिल्ने नै देखिन आयो ।

प्रश्न नं. २: नेपाल विद्युत् प्राधिकरण आफैँले ग्राहकलाई महसुल पुनरावलोकनका लागि आह्वान गरी निज उजुरीकर्ताबाट विधिवत् पुनरावलोकनको निवेदन परेपछि पुनरावलोकन नगरी सो प्रकृया नै बदर गरेको कार्यको औचित्य स्थापित हुन्छ कि हुँदैन ? भन्ने प्रश्नको सम्बन्धमा बिचार गर्दा, छुट बिल जारी भएपछि ३५ दिनभित्र सम्बन्धित ग्राहकले उक्त महसुल बुझाउनु पर्ने वा चित्त नबुझेमा विवादित समयावधिमा कायम रहेको नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०६९ को विनियम ४५ को प्रकृया पुरा गरी पुनरावलोकन गर्न सकिने कानूनी व्यवस्था रहेको देखिन्छ भने मिटर रिडिङ् भएको ६० दिनभित्र ग्राहकले विद्युत् महसुल नबुझाएमा उक्त ग्राहकको लाइन काटी बक्यौता असुल उपर गर्नुपर्ने व्यवस्था नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०७३ को विनियम ५ मा उल्लेख छ । नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०७८ को विनियम ५५ मा भएको प्रशासकीय पुनरावलोकन सम्बन्धी व्यवस्था अनुसार ग्राहक आफैं कानूनका म्यादभित्र पुनरावलोकनका लागि प्राधिकरणसमक्ष जानुपर्नेमा त्यसरी गएको देखिएन । बरु विवाद उत्पन्न भएको वर्षौँपछि नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले आफैं मिति २०८२।१२।२९, मिति २०८२।०१।२१ र मिति २०८२।०४।०७ मा नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०७८ को विनियम ५५ को संशोधन लगायतका निर्णयहरू गरी २०८२।०१।२६ र मिति २०८२।०१।३० मा सूचना प्रकाशित गरेर निज उजुरीकर्तासमेतलाई महसुल पुनरावलोकनमा आउन आह्वान गरेपछि यी उजुरीकर्ताले मिति २०८२।०२।२९ मा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसमक्ष पुनरावलोकनका लागि आवेदन दिएकामा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले मिति २०८२।१२।२९, मिति २०८२।१।२१ र मिति २०८२।४।०७ मा भए गरेका विनियम ५५ को संशोधन लगायतका निर्णयहरू खारेज गर्दै सो पुनरावलोकनको प्रकृया नै बदर गरेको भनी मिति २०८२।६।१० मा निर्णय गरेको व्यहोरा सम्बन्धित कागजातहरूबाट देखियो । नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले प्रस्तुत विवादको रोहमा यस आयोगमा पेश गरेका प्रतिवाद लगायत अन्य कुनै पनि लिखतमा पुनरावलोकनको प्रकृयालाई पुरा नगरी प्रकृया नै बदर गर्नु पर्नाको चित्त बुझ्दो कारण खुलाउन वा सोको औचित्य सावित गर्न सकेको देखिएन । नेपाल विद्युत् प्राधिकरण ऐन, २०४१ बमोजिम स्थापित नेपाल विद्युत् प्राधिकरण भनेको नेपाल सरकारको स्वामित्वमा रहेको एउटा प्रतिष्ठित सँस्था हो र ऐनले यसलाई विद्युत् सेवाको गहन जिम्मेवारी प्रदान गरेको छ। यस्तो गहन जिम्मेवारी भएको सँस्थाबाट आम सेवाग्राही र समाजले जिम्मेवारपूर्ण व्यवहारकै अपेक्षा गरेको हुन्छ । सो अपेक्षा पुरा नभएमा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणप्रति आमजनमानसको विश्वसनीयतामा ह्रास आउने हुन्छ ।ग्राहकलाई छुट महसुलको बक्यौताको पुनरावलोकनका लागि आह्वान गरी ग्राहक पुनरावलोकनको प्रकृयामा आएपछि त्यसलाई बदर गर्ने अधिकार नेपाल विद्युत् प्राधिकरणलाई कुनै पनि कानूनले दिएको देखिंदैन ।विनियमले निर्दिष्ट गरेको विषयमा आवेदन माग्ने र सो बमोजिम रीतपूर्वक परेको आवेदनमा निर्णय नगरी सो प्रकृया नै बदर गर्ने नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको काम कार्यविधिगत हिसाबले औचित्यपूर्ण मान्न सकिने देखिएन । नेपाल विद्युत् प्राधिकरण ऐन, २०४१ को दफा ५५ ले दिएको अधिकार प्रयोग गरी नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले विनियम बनाउन वा संशोधन गर्न सक्ने कुरामा विवाद रहेन तथापि

यस्तो अधिकार प्रयोग गर्दा एकआपसमा विरोधाभास हुने खालका र जनमानसमा नकारात्मक प्रभाव पर्ने खालका विवादास्पद निर्णयहरू गरेको देखिँदा यो सवालमा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले आफूलाई जिम्मेवार ढंगबाट प्रस्तुत गर्नसकेको देखिएन ।

प्रश्न नं. ३: विद्यमान कानून तथा न्यायको दृष्टिबाट हेर्दा उजुरीकर्तालाई नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले बिलम्ब गरेर विद्युत् महसुलको छुट बिल जारी गर्न पाउने हो कि होइन ? भन्ने प्रश्नको सम्बन्धमा विचार गर्दा, सर्वप्रथम कानूनको दृष्टिबाट विवेचना गर्नुपर्ने देखियो:

विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा २(छ) बमोजिम "महसुल भन्नाले विद्युत् सेवा उपभोग गरे बापत उपभोक्ताले वितरण अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिलाई बुझाउनु पर्ने विद्युत् मूल्य, महसुल, शुल्क तथा अन्य दस्तुर सम्झनु पर्छ" भनी परिभाषित गरिएको छ। नेपाल विद्युत् प्राधिकरण ऐन, २०४१ को दफा २(घ) मा महसुल भन्नाले प्राधिकरणले विद्युत् उपलब्ध गराए वापत ग्राहकबाट लिइने विद्युत् महसुल सम्झनु पर्छ भनी परिभाषित गरिएको छ भने विद्युत् ऐन, २०४९ को २(ङ) मा महसुल भन्नाले सो ऐन बमोजिम विद्युत् सेवा उपलब्ध गराए बापत ग्राहकबाट लिइने शुल्क सम्झनु पर्ने हुन्छ । त्यसैगरी तत्काल प्रचलित नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०६९ को विनियम २(च) मा महसुल भन्नाले विद्युत् उपभोग गरे वापत प्राधिकरणलाई तिर्नु वा बुझाउनु पर्ने विद्युत् महसुल सम्झनु पर्छ भनी परिभाषित गरिएको छ। सोही विनियमावलीको विनियम ४ मा प्राधिकरणको सम्पूर्ण ग्राहकहरूले विद्युत् शक्ति खपत गरे वापत विनियमावलीको अनूसुची-१ मा उल्लेख भए बमोजिमको विद्युत् महसुल रकम (डिमाण्ड शुल्क र इनर्जी शुल्क) प्राधिकरणबाट मिटर रिडिङ्ग गरी बिलिङ गरिएको मितिले २२ औं दिनभित्र बुझाउनु पर्नेछ, र अन्य दस्तुर तथा सेवा शुल्क सोही विनियमावलीको अनुसूचि-२ मा उल्लेख भए अनुसार हुनेछ भनिएको छ ।

नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ को विनियम २ को (ट) मा महसुल भन्नाले विद्युत् उपभोग गरे वापत ग्राहकले प्राधिकरणलाई प्रत्येक महिना तिर्नु वा बुझाउनु पर्ने उक्त विनियमावलीको अनुसूची १ र अनुसूची १क मा उल्लेखित मासिक सेवा शुल्क, डिमाण्ड शुल्क र इनर्जी शुल्कलाई सम्झनु पर्छ भनी परिभाषित गरिएको छ। सोही विनियमावलीको उपविनियम ५ को (१) मा प्राधिकरणका डेडिकेटेड लाइन र ट्रंक लाइनबाट विद्युत् सेवा लिने ग्राहकहरू बाहेक अन्य ग्राहकहरूले विद्युत् शक्ति खपत गरे बापत अनुसूची १ मा उल्लेख भए बमोजिमको मासिक सेवा शुल्क, डिमाण्ड शुल्क र इनर्जी शुल्क बुझाउनु पर्नेछ र उपविनियम ५ को (२) मा प्राधिकरणका डेडिकेटेड लाइन र ट्रंक लाइनबाट विद्युत् सेवा लिने औद्योगिक, व्यापारिक, गैर व्यापारिक वर्गका ग्राहकहरूले विद्युत् शक्ति खपत गरे वापत सो विनियमावलीको अनुसूची १क मा उल्लेख भए बमोजिमको मासिक सेवा शुल्क, डिमाण्ड शुल्क र इनर्जी शुल्क बुझाउनु पर्नेछ भन्ने व्यवस्था गरेको पाइन्छ ।

विद्युत् महसुलको बिलिङ सम्बन्धी कानूनी व्यवस्थाको अवलोकन गर्दा, विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०६९ को विनियम ४ मा प्राधिकरणको सम्पूर्ण ग्राहकहरूले विद्युत् शक्ति खपत गरे वापत सो विनियमावलीको अनूसुची -१ मा उल्लेख भए बमोजिमको विद्युत् महसुल रकम (डिमाण्ड शुल्क र इनर्जी शुल्क) प्राधिकरणबाट मिटर रिडिङ्ग गरी बिलिङ गरिएको मितिले २२ औं दिनभित्र बुझाउनु पर्नेछ, र अन्य दस्तुर तथा सेवा शुल्क उक्त विनियमावलीको अनुसूची-२ मा उल्लेख भए अनुसार हुनेछ भन्ने व्यवस्था छ। यसको अलावा विद्युत् वितरण विनियमावली, २०६९ मा प्राधिकरणबाट प्रत्येक महिना ग्राहकको घरमा जडान भएको मिटरमा ग्राहकले खपत गरेको विद्युत् शक्तिको नियमित रुपमा मिटर रिडिङ्ग गरी ग्राहकलाई विद्युत् खपतको बिल दिइने छ भन्ने व्यवस्था रहेको छ ।

नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले विवादित समयावधिको छुट बक्यौता रकम भुक्तानीका लागि उजुरीकर्तालाई ढिलो गरेर मिति २०७८।०३।११ मा पत्राचार गरेको व्यहोरा सान्दर्भिक कागजातहरूबाट खुल्न आयो । नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको अधिकारमध्ये नेपाल विद्युत् प्राधिकरण ऐन, २०४१ को दफा २० को खण्ड (ग) मा उल्लेख भए अनुसार ग्राहकबाट विद्युत् महसुल र सेवा शुल्क उठाउने अधिकार पनि एक हो । सोही ऐनको दफा २३ मा उल्लेख भए अनुसार कुनै ग्राहकले प्राधिकरणलाई बुझाउनुपर्ने महसुल, जरिवाना, क्षतिपूर्ति, अतिरिक्त शुल्क, अन्य शुल्क तथा तिर्न बुझाउन पर्ने अन्य रकम तोकिएको समयभित्र नबुझाएमा वा विद्युत् को अनाधिकार प्रयोग गरेमा प्राधिकरणले त्यस्तो ग्राहकलाई दिइराखेको विद्युत् लाइन काट्न सक्ने प्रावधान छ । विवादित समयावधिमा कायम रहेको नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०६९ को विनियम २० ले कुनै ग्राहकको बिलिङ गर्दा छुट भएमा अनुसूची २९ बमोजिम कार्यालय प्रमुख (तह ६ र ७) ले एकपटकमा दुई हजार रुपियाँसम्म, कार्यालय प्रमुख (तह ८ र ९) ले एकपटकमा पाँच हजार रुपियाँसम्म, क्षेत्रीय प्रमुख / क्षेत्रीय निर्देशकले एकपटकमा पचास हजार रुपियाँसम्म, महाप्रवन्धकले एकपटकमा एक लाख रुपियाँसम्म र मुख्य प्रशासकीय अधिकृतले एक पटकमा एक लाख रुपियाँभन्दा माथि जतिसुकै रकमको छुट बिल जारी गर्न सक्ने व्यवस्था रही विद्युत् प्राधिकरणले जहिलेसुकै पनि छुट बिल जारी गर्न सकिने कानूनी प्रावधान रहेको र हाल प्रचलित नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०७८ को विनियम २७ को प्रावधानले पनि छुट बिल भनेर जतिसुकै पछि पनि ग्राहकलाई बिल जारी गर्न सक्ने प्राधिकरणको असीमित अधिकारलाई निरन्तरता दिएको देखिंदा छुट बिल भनेर जतिसुकै पछि पनि ग्राहकलाई बिल जारी गर्न सक्ने असीमित अधिकार प्राधिकरणसँग भएको नै देखियो । तसर्थ नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले उजुरीकर्तालाई केही बिलम्ब गरेर छुट बिल जारी गरेको भए पनि नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०६९ को विनियम २० मा भएको प्रावधान र नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०७८ को विनियम २७ को प्रावधानको आधारमा सो कार्यलाई अन्यथा भन्न सकिने अवस्था रहेन । कानूनको दृष्टिबाट हेर्दा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले प्रचलित कानूनमा उल्लेख भए बमोजिम बिल, बिजक, छुट बिल जारी गर्ने, बक्यौता रकम असुल गर्ने लगायतका कार्य गर्न सक्ने नै देखियो। त्यसैले नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले विवादित समयावधिको छुट बक्यौता रकम भुक्तानीका लागि उजुरीकर्तालाई ढिलो गरेर मिति २०७८।०३।११ मा पत्राचार गरेको कार्यलाई अन्यथा भन्नु पर्ने देखिएन ।

अब यही विषयलाई न्यायको दृष्टिबाट हेर्दा छुट बिल भनेर जतिसुकै पछि पनि ग्राहकलाई बिल जारी गर्न सक्ने असीमित अधिकार नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग भएकोमा सोको औचित्य स्थापित हुन्छ कि हुँदैन भन्ने सम्बन्धमा बिचार गर्दा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले यथा समयमा मासिक नियमित बिलमा नै समावेश गरेर नपठाई डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रंकलाइनमार्फत विद्युत् उपभोग गरेवापतको विद्युत् महसुल बापत अलग्गै छुट बिल भनी ढिलो गरेर पठाएको कारणले समेत सो विवाद उत्कर्षमा पुगेको महसुस हुन्छ । नियमित बिलमा समावेश गर्नुपर्ने रकम कुनै कारणले छुटेको कुरा पछि पत्ता लाग्यो भने छुट बिल जारी हुने भन्ने सर्वविदितै कुरा हो। विद्युत् महसुलको बिल जारी गर्दा जति रकम उल्लेख गरेर जारी गर्नुपर्ने हो सो नभई कम रकमको बिल जारी हुनुको कारकतत्व भनेको हिसाब गर्दा हुनसक्ने मानवजन्य त्रुटि अथवा हिसाब गलत देखाउने तथा हिसाबै नदेखाउने मेशीनजन्य प्राविधिक समस्या हो। यसबाहेक सम्बन्धित कर्मचारीको लापरवाही वा बदनियतबाट पनि यदाकदा यस्तो हुन सक्दछ। यीमध्ये जुनसुकै कारण भए पनि यस्तो हुन गएको रहेछ भन्ने कुरा थाहा पाएपछि मात्र बल्ल नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले सम्बन्धित ग्राहकलाई छुट बिल जारी गर्ने अवस्था हुन्छ र नेपाल विद्युत् प्राधिकरणका विद्यमान कानूनी प्रावधानहरू अनुसार यसको कुनै समयसीमा रहेको देखिंदैन । यसबाट उपभोक्तालाई आफूले प्रयोग गरेको विद्युत् महसुल बुझाइसकेपछि पनि ढुक्क हुने अवस्थाको सुनिश्चितता नहुने र जुनसुकै बेला छुट बिल आउन सक्ने

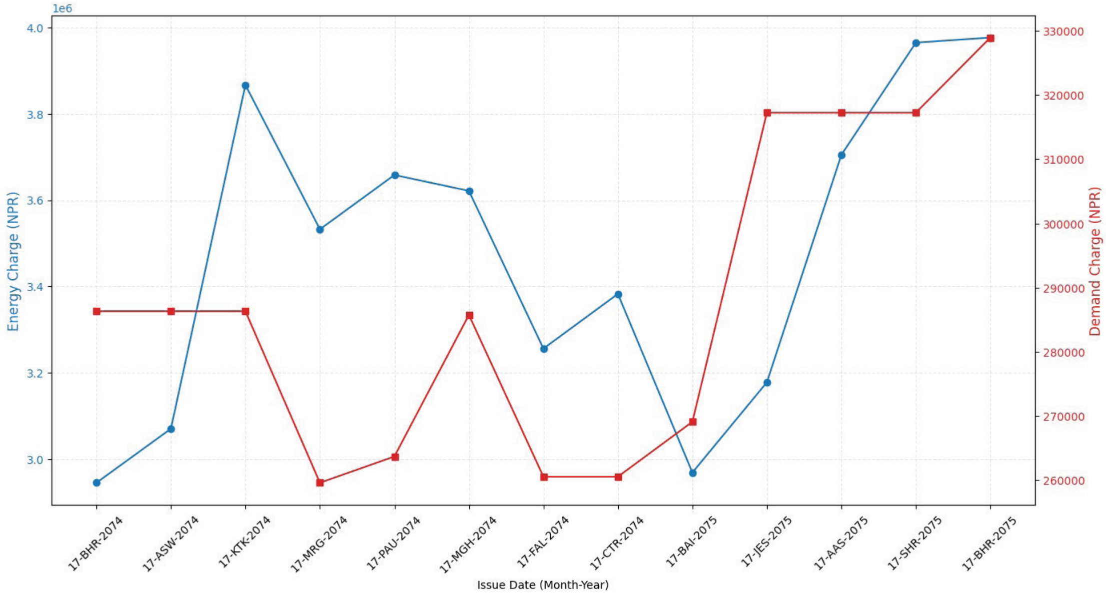
त्रासदी भोग्नु पर्ने अवस्था विद्यमान रहेको देखिन्छ । तथापि नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले जारी गरेको विनियमको व्यवस्थाउपर कतैबाट पनि चुनौति नदिइएको हुनाले उक्त कानूनी व्यवस्था विद्यमानै रहेको पाइन्छ । यस्तो अवस्थामा उक्त कानूनले दिएको अधिकार प्रयोग गरेको कार्यलाई कानूनका दृष्टिबाट अन्यथा भन्न मिल्ने अवस्था नभए तापनि न्यायका दृष्टिबाट हेर्दा विद्युत्का उपभोक्ताहरू एउटै विषयमा अनन्तकालसम्म छुट विल आउनसक्ने संत्रासको अवस्थामा रहिरहनु परेको अवस्थालाई न्यायोचित मान्न नसकिने भई उपभोक्ताहरूले यसबाट उन्मुक्ति पाउनु पर्ने देखियो । अधिकार र कर्तव्य एक अर्कासँग अभिन्नरुपले गाँसिएका हुन्छन् र एउटाको अभावमा अर्कोको कुनै अस्तित्व रहँदैन ।ग्राहकलाई बिल जारी गर्नु प्राधिकरणको अधिकार हो भने ग्राहकलाई मनासिब समयमै बिल जारी गर्नु प्राधिकरणको कर्तव्य पनि हो । तसर्थ अधिकार र कर्तव्य एकैसाथ निर्वाह हुनु जरुरी हुन्छ । त्यसो भएन भने त्यो अधिकार सामाजिक तथा नैतिक दृष्टिले प्रयोजनबिहीन हुनजान्छ । प्राधिकरणले आफैं बनाएको नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०७८ को विनियम २७ अनुसार छुट बिल भनेर जतिसुकै पछि पनि ग्राहकलाई बिल जारी गर्न सक्ने असीमित अधिकारको विद्यमानता हुनुलाई न्यायको दृष्टिले हेर्दा प्राधिकरणले अधिकार मात्र उपभोग गरेको तर कर्तव्यको निर्वाह गर्नेतर्फ समुचित बिचार पुर्‍याउन नसकेको मान्नुपर्ने हुन्छ । त्यसैले न्यायको दृष्टिबाट हेर्दा यस्तो कर्तव्य विहीनतालाई प्रोत्साहन गर्ने प्रावधान आम उपभोक्ताको हित विपरीत भएको देखिँदा सोको निवारणार्थ विद्युत् नियमन आयोगले न्यायिक सक्रियता (Judicial activism) को अवलम्बन गरी उचित आदेश जारी गर्नुपर्ने देखियो ।

प्रश्न नं ४: उजुरीकर्ताले नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग डेडिकेटेड फिडर वा ट्रङ्कलाइनको सेवा माग पनि नगरेको र सो सेवा उपलव्ध गराउन नेपाल विद्युत् प्राधिकरण संचालक समितिले कुनै निर्णय पनि नगरेको भन्ने दाबी सम्बन्धमा विचार गर्दा सो सम्बन्धी तत्काल प्रचलित कानूनी व्यवस्था उपर दृष्टिगत गर्नुपर्ने हुन्छ । नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको काम र कर्तव्यमध्ये नेपाल विद्युत् प्राधिकरण ऐन, २०४१ को दफा १९ को खण्ड (ग) मा उल्लेख भए अनुसार औद्योगिक तथा कृषि विकास तथा जनताको सुविधाको लागि आर्थिक दृष्टिले उपयुक्त क्षेत्रमा उपयुक्त स्तरको विद्युत् उत्पादन, प्रसारण र वितरणको व्यवस्था गर्ने पनि एक हो । नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको विद्युत् वितरण विनियमावली, २०६९ को विनियम ३ मा - "प्राधिकरणद्वारा बिक्री वितरण गरिने विद्युत् शक्तिको उपभोग गर्न चाहने व्यक्ति / सँस्थाले अनुसूची १ बमोजिमको विद्युत् आवेदन फारम भरी देहायको कागजातहरू संलग्न गरी प्राधिकरणको सम्बन्धित स्थानीय कार्यालयमा पेश गर्नुपर्ने" - भनिएको छ । सोही विनियमावलीको विनियम ९ को उपविनियम (१) मा - "प्राधिकरणको माथिल्लो भोल्टेजको प्रसारण लाइनबाट विद्युत् लाइन लिने कुनै ग्राहकले प्राधिकरणको स्वीकृति बिना निजी सबस्टेशन बनाई सोबाट ११ के. भी. को छुट्टाछुट्टै फिडर बनाउन पाउने छैन" - भनिएको छ भने उपविनियम (२) मा - "उपविनियम (१) मा जेसुकै उल्लेख भएतापनि ग्राहकको उद्योग कम्पाउण्डमा एकभन्दा बढी उद्योग संचालन गर्ने भएमा प्राधिकरणको स्वीकृति लिई ग्राहक स्वयंले आफ्नो खर्चमा ११ के. भी. वा ३३ के. भी. को फिडर बनाउन पाउनेछ । उक्त प्रत्येक फिडरबाट लाइन लिने उद्योग / व्यवसायलाई छुट्टाछुट्टै ग्राहक बनाई ग्राहकले प्रयोग गर्ने बिजुलीको भोल्टेज स्तर अनुसार तोकिएको महसुल ग्राहकले बुझाउनुपर्नेछ" - भनिएको छ । सोही विनियमावलीको विनियम १९ को उपविनियम (१) मा - "प्राधिकरणबाट प्रत्येक महिना ग्राहकको घरमा जडान भएको मिटरमा ग्राहकले खपत गरेको विद्युत् शक्तिको नियमितरुपमा मिटर रिडिङ गरी ग्राहकलाई विद्युत् खपतको बिल दिइनेछ" - भनिएको छ भने सोही विनियमको उपविनियम (७) मा नियमितरुपमा मिटर रिडिङ नगर्ने कर्मचारी र निज उपर कारवाही नगर्ने जिम्मेवार कर्मचारीलाई विभागीय कारबाही गर्ने प्रावधान रहेको छ ।

डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्कलाइनको महसुल विवादको पृष्ठभूमिको अवलोकन गर्दा नेपाल विद्युत् प्राधिकरण र

उसका औद्योगिक ग्राहकहरूका बीचमा डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्कलाइनको महसुल सम्बन्धमा उत्पन्न भएको विवादित अवधि शुरुमा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले २०७२ साउनदेखि २०७७ असारसम्मको समयावधि हो भनी बक्यौता असुलीको प्रकृया अगाडि बढाएको देखिन्छ । सो विषयमा विवाद उठेपछि डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्कलाइनको महसुल असुली सम्बन्धमा नेपाल सरकार (मन्त्रिपरिषद्) बाट मिति २०८१।१।२७ मा भएको निर्णयमा उक्त विवादित समयावधिलाई तीन खण्डमा विभाजन गरेको देखिन्छ जसमध्ये २०७२ साउनदेखि २०७२ पुससम्मलाई विवादमा रहेको प्रथम अवधि भनिएको छ र यो अवधिमा लोडसेडिङ कायम रहेको भए तापनि तत्कालीन विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले महसुल निर्धारण गरेको नदेखिएको तर यस सम्बन्धमा सर्वोच्च अदालतमा मुद्दा विचाराधीन रहेकोले अदालतबाट अन्तिम फैसला भए बमोजिम हुने गरी हाललाई उक्त अवधिको डेडिकेटेड तथा ट्रङ्क लाइन बापतको थप महसुल नलिने भनिएको छ । त्यसै गरी २०७२ माघदेखि २०७५ बैशाखसम्मलाई विवादमा रहेको दोस्रो अवधि भनिएको छ र यो अवधिमा लोडसेडिङ कायम रहेको र तत्कालीन विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले महसुल निर्धारण गरिसकेको अवस्था भएकोले नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको महसुल गणना गर्ने सम्बन्धी तत्काल प्रचलित कानून बमोजिम महसुल गणना गरी उक्त अवधिको डेडिकेटेड तथा ट्रङ्क लाइन बापतको थप महसुल लिने भनिएको छ । २०७५ जेठदेखि २०७७ असारसम्मको अवधिलाई विवादमा रहेको तेस्रो अवधि भनिएको छ र सो अवधिमा लोडसेडिङ पूर्णरुपमा अन्त्य भएकोले उक्त अवधिको डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्कलाइनको थप महसुल नलिने भनिएको छ । नेपाल विद्युत् प्राधिकरण ऐन, २०४१ बमोजिम स्थापित नेपाल विद्युत् प्राधिकरण भनेको नेपाल सरकारको स्वामित्वमा रहेको सँस्था भएकोले नेपाल सरकार (मन्त्रिपरिषद्) बाट मिति २०८१।१।२७ मा भएको उक्त निर्णय सो सँस्थाले पालन गर्नु पर्ने भई सोही निर्णय अनुसार महसुल असुलीको कारवाही अगाडि बढेको देखिन्छ । प्रस्तुत विवादको हकमा पनि उजुरीकर्ताले उजुरीमा उल्लेख गरे अनुसार र नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको मिति २०८१।६।२२ च नं २५९ को यिनै उजुरीकर्तालाई सम्बोधित पत्रमा उल्लेख भए अनुसार समेत सो विवादित समयावधि २०७२ माघदेखि २०७५ बैशाखसम्म नै भएको देखिन्छ । हाल ट्रंक लाइनबाट विद्युत् आपूर्ति भइरहेका निज उजुरीकर्ता पञ्चकन्या प्लास्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा. लि. ले डेडिकेटेड फिडर सरह आपूर्ति लिन आफूले निवेदन नदिएको र नेपाल विद्युत् प्राधिकरण संचालक समितिबाट समेत कुनै निर्णय नभएको साथै दैनिक २० घण्टाभन्दा बढी विद्युत् आपूर्ति पनि नभएकोले आफूले थप महसुल तिर्नुबुझाउनु नपर्ने भन्ने दाबी गर्नुभएको पाइयो । तर निजले ट्रंक लाइनबाट विद्युत् आपूर्ति लिँदै नलिएको भन्ने दावी पुष्टि गर्न सकेको अवस्था भने देखिएन।

यसै सन्दर्भमा विद्युत् नियमन आयोगले स्थलगत निरीक्षण गर्न खटाएको प्राविधिक टोलीले स्थलगत निरीक्षण गरी आयोगमा पेश गरेको प्रतिवेदनमा उल्लेखित व्यहोराउपर मध्यनजर गर्दा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले पेश गरेको मिति २०७४ भाद्रदेखि मिति २०७५ भाद्रसम्म पञ्चकन्या प्लाष्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा.लि. को ऊर्जा खपतको मासिक महसुल विवरण बमोजिम उच्चतम भार सम्बन्धित महसुल (डिमान्ड चार्ज) र उर्जा खपत सम्बन्धी महसुल (ईनर्जी चार्ज) को अवस्था हेर्दा मिति २०७४ मङ्सिर देखि २०७५ बैशाखसम्मको अवधिमा तुलनात्मक रुपमा कम विद्युत् खपत गरेको देखियो। यस सम्बन्धमा डिमाण्ड चार्जको स्थिति हेर्दा २०७५ बैशाख पश्चातका महिनामा जस्तो अधिकतम क्षमतामा उद्योग नचली १/३ वा सो भन्दा कम क्षमतामा चलेको देखिन आयो। यद्यपि उक्त तथ्यांक बमोजिम विद्युत् खपत नगरेको भन्ने देखिन आएन। सो विषय बहसको क्रममा निज उजुरीकर्ताले विवादित अवधिमा टि१, टि२ र टि३ को समयावधिमा समेत विद्युत् खपत गरेको स्वीकार गरेकै पाइयो। जुन कुरा तल चित्रमा देखिन्छ।



चित्र :उजुरीकर्ता उद्योगमा विवादित समयखण्डको विद्युत् खपतको अवस्था ।(Maximum Demand को गणनाको लागि T1 T2 T3 मध्येको उच्च अंक लिएको छ)

नेपाल जस्तो कमजोर विद्युत् प्रणाली भएको देशमा Integrated Power System मा विद्युतीय भार व्यवस्थापन, आपूर्ति र मागलाई सन्तुलनमा राख्न आफैमा कठिन र चुनौतीपूर्ण हुने सन्दर्भमा प्राविधिक तथा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको नियन्त्रण बाहिरको अन्य कारण (जस्तै हावा हुरी, ओभरलोडिङ लगायत) ले गर्दा लाइन ट्रीप हुनु सामान्य नै हुने हुँदा सो अवस्थालाई अन्यथा मान्न सकिएन । नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले पेश गरेको नमुना प्राविधिक तथ्यहरूको विश्लेषणको आधारमा हेर्दा लाइन ट्रीप/ शटडाउन भएको देखिए तापनि प्राय जसो लाइन समयमै चार्ज गरी विद्युत् प्रवाह सुचारु गरेकै देखिन आयो। यस आधारमा हेर्दा प्रचलित कानून बमोजिम अधिकारप्राप्त निकायबाट महसुल दर निर्धारण भइसकेको अवस्थामा उजुरीकर्ताले आफ्नो खपत अनुसारको महसुल भुक्तानी गर्नु पर्ने नै देखिन आयो।

अब डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्कलाइनको विशेष महसुल सम्बन्धी कानूनी व्यवस्था उपर दृष्टिगत गर्दा विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ को विनियम ५(२) अनुसार प्राधिकरणका डेडिकेटेड लाइन र ट्रंक लाइनबाट विद्युत् सेवा लिने औद्योगिक, व्यापारिक, गैरव्यापारिक वर्गका ग्राहकहरूले विद्युत् शक्ति खपत गरे वापत सोही विनियमावलीको अनुसूची १ (क) मा उल्लेख भएबमोजिमको मासिक सेवा शुल्क, डिमाण्ड शुल्क र इनर्जी शुल्क बुझाउनु पर्ने भन्ने व्यवस्था रहेको छ। सोही विनियमावलीको विनियम २(ग) बमोजिम “ट्रंक लाइन भन्नाले प्राधिकरणको एक सबस्टेशनबाट अर्को सबस्टेशनसम्म जोड्ने ३३ के.भी. वा सो भन्दा माथिको लाइनलाई सम्झनुपर्छ” भनी परिभाषित गरिएको छ। सोही विनियमावलीको विनियम ५(५) अनुसार ३३ के.भि. ट्रंकलाइन तथा ११ के.भि. रिंगमेन फिडरबाट नयाँ ग्राहकलाई विद्युत् आपूर्ति गरिने छैन भनिएको छ। सो प्रावधान अनुसार अर्को व्यवस्था नभए सम्मको लागि हाल ट्रंक लाइनबाट आपूर्ति लिई रहेका कुनै ग्राहकले उक्त लाइनबाट २० घण्टा वा सो भन्दा बढी समय डेडिकेटेड फिडर सरह विद्युत् आपूर्ति लिन चाहेमा डेडिकेटेड फिडर सरहको महसुल तिरी लिन सक्ने र यस्तो सेवा लिन स्वीकृतिको लागि निवेदन पर्न आएमा डेडिकेटेड लाइन सरह प्राधिकरण

संचालक समितिबाट स्वीकृति लिनु पर्ने हुन्छ । यो प्रावधान हेर्दा जसले साविकदेखि नै ट्रङ्कलाइनबाट विद्युत् आपूर्ति लिइरहेको छ उसले सोही आपूर्तिलाई निरन्तरता दिनका लागि निवेदन दिइरहनुपर्दैन भन्ने देखिन्छ ।

अब नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको मिति २०७२।०३।१२ को निर्णय तथा उक्त निर्णयलाई स्वीकृत गर्ने सक्षम निकाय तत्कालीन विद्युत् महसुल निर्धारण आयोग रहेको र उक्त आयोगद्वारा गरिएको निर्णयमा विशेष दर निर्धारणको औचित्य ग्राहकले सो सुविधा माग गरेको वा नगरेको विषयमा भन्दा पनि उक्त ग्राहकले डेडिकेटेड फिडर वा ट्रंक लाइनमार्फत विद्युत् उपयोग (Electricity Consumption) गरेको हो वा हैन भन्ने तथ्यमा आधारित हुने देखियो।महसुल निर्धारणको प्रयोजनका लागि ग्राहकको औपचारिक मागभन्दा पनि व्यवहारमा उपयोग वा खपत भइरहेको विद्युत् आपूर्तिको संरचना निर्णायक हुने देखिन्छ । निज निवेदकले स्थापनाकालदेखि नै नेपाल विद्युत् प्राधिकरणबाट विद्युत् आपूर्ति लिँदै आएको भए तापनि साविकमा भैरहवा सबस्टेसनको NEW Line 1 ३३ के.भी. फिडरमार्फत विद्युत् आपूर्ति भइरहेको अवस्थामा उक्त फिडरमा अत्यधिक चाप पर्न गएको कारणबाट प्राधिकरणद्वारा भारौलिया फिडर अन्तर्गत डेडिकेटेड वा ट्रंक लाइनको प्रकृतिको संरचनाबाट विद्युत् उपलब्ध गराइएको तथ्य स्वयं निवेदकबाट स्वीकार गरिएको देखिन्छ । यसबाट निवेदकले व्यवहारमा विशेष प्रकारको विद्युत् आपूर्ति संरचनाबाट विद्युत् उपयोग गरिरहेको तथ्यमा विवाद रहेको देखिदैन ।

सो सम्बन्धमा नेपाल सरकार (मन्त्रिपरिषद्) को मिति २०८०।०९।२४ को निर्णयबाट डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रङ्कलाइनको महसुल सम्बन्धमा छानबिन गर्न सर्वोच्च अदालतका पूर्वन्यायाधीश गिरिशचन्द्र लालको संयोजकत्वमा गठित जाँचबुझ आयोगले नेपाल सरकारलाई बुझाएको र नेपाल सरकार (मन्त्रिपरिषद्) को मिति २०८१।०७।२५ को निर्णयबाट सार्वजनिक गरिएको प्रतिवेदनमा उल्लेख भएबमोजिम ***"....औद्योगिक ग्राहकहरूले डेडिकेटेड फिडर वा ट्रंक लाइन माग नगरेकै हुनाले उनीहरूले त्यसको बिल भुक्तानी गर्नु पर्दैन, भन्ने जिकिर लिएको सन्दर्भमा हेर्दा, माग गरेका वा नगरेका भन्दा पनि लोडसेडिङका बखत विद्युत् प्राधिकरणबाट वितरित सो विशेष परिभाषा अनुसारको डेडिकेटेड फिडर वा ट्रंक लाइन प्रयोग गरे नगरेकोसंग सम्बन्धित देखिन्छ । लोडसेडिङका वखत वितरित लाइन निजहरूको इच्छा बेगर नै निजहरूले प्रयोग गरे होला भन्न सकिने अवस्था पनि भएन"*** भन्ने व्यहोरासम्मको निष्कर्ष रहेको पाइयो ।

त्यसैगरी उच्च अदालत पाटनबाट मिति २०७६/०६/०५ मा अर्घाखाँची सिमेन्ट प्रा.लि. समेतको मुद्दा नं ०७५-WO-०७०१ मा ***"....हाल ट्रंक लाइनबाट आपूर्ति भइरहेका ग्राहकहरूले डेडिकेटेड फिडर सरह आपूर्ति लिन संचालक समिति समक्ष निवेदन दिई स्वीकृति लिनु पर्नेमा आफूले निवेदन नदिएको र संचालक समितिबाट समेत कुनै निर्णय नभएको भन्ने निवेदन दावी भएता पनि निवेदकले ट्रंक लाइनबाट विद्युत् आपूर्ति नै नलिएको भन्ने दावी लिन सकेको अवस्था देखिदैन् । वस्तुतः ऊर्जा महसुल ट्रंक लाइन वा डेडिकेटेड फिडरको संरचनामा लाग्ने नभई सो संरचना मार्फत खपत भएको ऊर्जामा लाग्ने भएकोले आफूले खपत भएको ऊर्जा वापत विनियमले निर्धारण गरेको दरमा तिर्नुपर्ने महसुल विनियम ५(५) को प्रक्रिया पुरा नगरेको आधारमा निवेदक कम्पनीको हकमा आकर्षित नहुने भन्ने देखिन आएन"*** भन्ने फैसला भएको पाइन्छ ।

त्यस्तै विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको मिति २०७२ पौष २९ को १०३ औं बैठकद्वारा डेडिकेटेड फिडरको महसुल दर कायम नहुँदासम्म सरकारी अस्पताल बाहेकका डेडिकेटेड फिडरका उपभोक्ताहरूको हकमा ने.वि.प्रा. संचालक समितिले २०७२/०३/१२ मा गरेको निर्णयलाई स्वीकृत गर्ने निर्णय भएको देखिन आयो । तदनुसार सोही आयोगद्वारा २०७२ माघ १० को १०४ औं बैठकबाट १०३ औं बैठकको निर्णयसंग सम्बन्धित व्यहोरा समावेश

गरी सार्वजनिक सूचना प्रकाशित गर्ने निर्णय भएको देखिन्छ । अब त्यस्तो सार्वजनिक सूचना प्रकाशित भएको मितिदेखि नयाँ महसुल दर लागू हुने सर्वमान्य कानूनी मान्यता रहनुका साथै शिवम सिमेन्ट्स् विरुद्ध नेपाल विद्युत् प्राधिकरण समेत रहेको मुद्धामा मिति २०७५।७।२० मा सम्मानित सर्वोच्च अदालतबाट विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले विधिवत् रुपमा महसुल दर निर्धारण गरे पश्चात मात्र त्यस्तो महसुल दर लागु हुने भनी सिद्धान्त प्रतिपादन भएको देखिन्छ । यस अतिरिक्त विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगकै मिति २०७३ असार १६ को १०८ औँ बैठकद्वारा "लोडसेडिङ छ घण्टा वा सो भन्दा बढी कायम भएको अवस्थामा, २० घण्टा वा सो भन्दा बढी समय छुट्टै ट्रंक लाइन बाट निरन्तर विद्युत् आपूर्ति लिने ग्राहकको महसुल डेडिकेटेड ग्राहकको सरह दर कायम गर्ने निर्णय भएको देखिन्छ ।

यसरी विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको निर्णय बमोजिम विशेष दर निर्धारण गरिएको अवस्थामा सो अवधिमा डेडिकेटेड फिडर वा ट्रंक लाइनमार्फत विद्युत् उपयोग गर्ने अन्य औद्योगिक, व्यापारिक तथा गैरव्यापारिक ग्राहकहरूलाई अधिकारप्राप्त सक्षम निकायबाट निर्धारण भएको महसुल दर लागु हुने अवस्था विद्यमान रहेको देखिन्छ । समान प्रकृतिका अन्य औद्योगिक ग्राहकहरूले सो महसुल दर स्वीकार गरेको अवस्था रहेकोले समान प्रकृतिका औद्योगिक ग्राहकहरूमा समान महसुल दर लागु गरिनु नियामकीय समानता (Principle of Regulatory Equality) तथा भेदभावरहित व्यवहार (Principle of Non-Discrimination) को सिद्धान्तअनुरूप नै हुने हुँदा निवेदकलाई मात्र उक्त विशेष दरको दायराबाहिर राख्नु अनुपयुक्त हुने देखिन्छ । तसर्थ, निवेदकले विशेष सुविधा औपचारिक रूपमा माग नगरेको भन्ने कारणले मात्र डेडिकेटेड फिडर वा ट्रंक लाइनमार्फत विद्युत् उपयोग गरेको अवस्थामा लागु हुने विशेष दरबाट निवेदकलाई उन्मुक्ति दिन न्यायोचित हुने देखिँदैन । यस आधारमा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको मिति २०७२।०३।१२ को निर्णय बमोजिम प्रस्तावित तथा विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको १०८ औँ बैठकको निर्णयबाट स्वीकृत त्यस्तो विशेष महसुल दर निवेदक उजूरीकर्ताको हकमा पनि आकर्षित हुने नै देखिन्छ । अतः उजुरीकर्ता निवेदकको डेडिकेटेड संरचना नरहेको एवं तत्कालिन विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको १०३ औँ तथा १०८ औँ बैठकको विशेष दर निज उद्योगको हकमा लागु गर्नुपर्ने अवस्था विद्यमान नरहेको भन्ने दावी नपुग्ने देखियो ।

सोही पृष्ठभूमिमा निज उजुरीकर्तालाई आपूर्ति भएको विद्युत् वितरण प्रणालीको प्रकृति उपर दृष्टिगोचर गर्दा भरौलिया सबस्टेशनदेखि अमुवा सबस्टेशन जोड्ने ३३ के भी ट्रङ्क लाइनबाट ट्यापिङ गरी निज उजुरीकर्ता उद्योगलाई विद्युत् आपूर्ति भएको कुरा मिसिल संलग्न कागजातहरूबाट पुष्टि हुन आयो। यो भनेको प्राविधिक हिसाबले ट्रङ्कलाइन नै हो भन्ने कुरामा दुविधा भएन। ट्रङ्कलाइनबाट विद्युत् आपूर्ति लिने ग्राहकको लागि डेडिकेटेड फिडर सरह विद्युत् महसुल लाग्ने भनी तत्कालीन विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगबाट मिति २०७३।०३।१६ मा निर्णय भएकै देखियो । उक्त ट्रङकलाइन वितरण प्रणालीबाट वितरित विद्युत् उपयोग गरेर उद्योग संचालन भएको हुँदा उक्त वितरित विद्युत् निजले उपयोग गरेको कुरामा पनि दुविधा भएन ।

हाल प्रचलित User pays principle लाई समकालीन विश्वले सर्वत्र अङ्गीकार गरेको पाइन्छ जस अनुसार बस्तु सेवा वा संरचनाको उपयोग गर्ने कुनै पनि उपभोक्ताले त्यस बापतको लाग्ने महसुल सेवाप्रदायकलाई तिर्नुपर्दछ । तसर्थ आफूले माग नगरेको भन्ने आधार लिँदैमा वितरित विद्युत् उपयोग गरेर उद्योग संचालन भएको अवस्थामा डेडिकेटेड फिडर सरहको महसुल तिर्नुबुझाउनु नपर्ने भन्ने देखिन आएन । संरचनाका दृष्टिले ट्रंक लाइनबाट विद्युत् आपूर्ति भएकै देखियो र थप महसुल लाग्ने नै देखियो । त्यसैले उल्लेखित ग्राहकले सम्पन्न गर्नुपर्ने प्रकृया पुरा नभएको भन्ने आधार लिंदैमा आफूले खपत गरेको विद्युत् वापत विनियमले निर्धारण गरेको

दरमा तिर्नुपर्ने "डेडिकेटेड फिडर लाइनको सरह विद्युत् महसुल" उजुरीकर्ता कम्पनीको हकमा आकर्षित नहुने भन्ने पनि देखिन आएन । उक्त भाष्यलाई थप पुष्टि गर्न सो विवादित समयावधिमा उजुरीकर्ताले विद्युत् खपत गरेको थियो भन्ने कुराको यकिन हुनु नै पर्याप्त हुन आउँछ ।

त्यसैगरी मिसिल तथा संलग्न प्रमाणहरूको परीक्षण गर्दा तत्कालीन नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको सञ्चालक समितिको मिति २०७१/१०/२५ मा सम्पन्न ६९९औं बैठकबाट सञ्चालक मनोज कुमार मिश्रको संयोजकत्वमा औद्योगिक, व्यापारिक तथा गैरव्यापारिक वर्गका उपभोक्तालाई Dedicated Feeder मार्फत विद्युत् आपूर्ति गर्ने सम्बन्धमा आवश्यक मापदण्ड निर्माण गर्न उपसमिति गठन गरिएको देखिन्छ। उक्त उपसमितिले नेपाल विद्युत् प्राधिकरणमा पेश गरेको र नेपाल विद्युत् प्राधिकरण संचालक समितिको मिति २०७२।३।१२ को ७१०औं बैठकले स्वीकृत गरेको प्रतिवेदनमा अन्य कुराको अलावा Dedicated Feeder तथा Separate Feeder मार्फत विद्युत् आपूर्ति हुने उपभोक्ताहरूलाई वर्गीकरण गरी (क) दैनिक २४ सै घण्टा निरन्तर विद्युत् सेवा प्राप्त गर्ने वर्ग, र (ख) लोडसेडिङमा समावेश हुने वर्ग, गरी दुई भागमा विभाजन गरेको पाइन्छ। तथापि दुवै वर्गका उपभोक्ताहरूका लागि निम्नलिखित शव्दमा महसुल दर सिफारिस गरिएको देखिन्छः

"डेडिकेटेड फिडरमार्फत निरन्तर रुपमा दैनिक २४ सै घण्टा विद्युत् आपूर्ति हुने औद्योगिक तथा व्यापारिक वर्गका ग्राहकहरूलाई डेडिकेटेड वर्गमा राख्नु पर्दछ। यस प्रकार डेडिकेटेड फिडर मार्फत विद्युत् आपूर्तिको व्यवस्था भई लोडसेडिङ अवधि घटाउने ग्राहकले यस्तो आपूर्ति व्यवस्थाको लागि नयाँ विद्युत् महसुल बुझाउनु पर्ने हुन्छ"

यसर्थ डेडिकेटेड फिडरमार्फत दैनिक २४ सै घण्टा निरन्तर विद्युत् आपूर्ति प्राप्त गर्ने औद्योगिक तथा व्यापारिक वर्गका उपभोक्ताहरूलाई "डेडिकेटेड" वर्गमा समावेश गर्नुपर्ने तथा यस प्रकारको आपूर्ति व्यवस्थाबाट लोडसेडिङ अवधि न्यूनीकरण हुने भएमा त्यस्ता उपभोक्ताहरूले समेत उक्त विशेष सेवा वापत निर्धारण गरिएको नयाँ विद्युत् महसुल तिर्नुपर्ने व्यवस्था प्रस्तावित गरिएको देखिन्छ। यसरी उपर्युक्त दुवै वर्ग अन्तर्गत पर्ने उपभोक्ताहरूका हकमा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको मिति २०७२/०३/१२ मा सम्पन्न ७१०औं बैठकबाट प्रस्तावित भई तत्कालीन विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगबाट अनुमोदित भएको नयाँ विद्युत् महसुल दर नै लागू हुने स्पष्ट देखिन्छ।

उजुरीकर्ताको आफूले डेडिकेटेड वा ट्रंक लाइनको माग नै नगरेको भन्ने प्रश्नमा थप बिचार गर्नुपर्ने कुरा के छ भने उजुरीकर्ता/पक्ष औद्योगिक ग्राहक भएको कुरामा कुनै द्विविधा छैन र उजुरीकर्ता उद्योगलाई नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले विवादित अवधिभन्दा धैरै पहिलेदेखि नै विद्युत् उपलब्ध गराइरहेको अवस्था छ। चरम विद्युत् संकटले मुलुकलाई गाँजेको अवस्थामा पनि उक्त उद्योगले ट्रंकलाइनको बिशेष व्यवस्था मार्फत विद्युत् प्राप्त गरेको अवस्था थियो भने विपक्षी नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले हर सम्भव उपाय गरेर ट्रंक लाइन मार्फत विद्युत् प्रवाह गरेको अवस्था देखिन्छ। यस सम्बन्धमा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको काम, कर्तव्य र भूमिकालाइ पनि मिहिन रुपमा हेरियो भने उसले लिएका निर्णयहरूलाई बुझ्न सघाउने देखिन्छ। विद्युत्को प्रसारण लाइन तथा यससँग सम्बन्धित पूर्वाधारहरूको लोड क्षमता, किफायती र सुरक्षित प्रयोग, उत्पादन, माग, खपत आदिलाई बिचार गरेर नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले लोड व्यवस्थापन गर्नुपर्ने कानूनी दायित्व रहेको देखिन्छ। साथै विद्युत् आपूर्ति गर्ने क्रममा राष्ट्रिय पूर्वाधारहरूको उत्तम र सुरक्षित प्रयोगतर्फ पनि संवेदनशील हुन जरूरी देखिन्छ। तसर्थ विद्युत् शक्तिको वितरण गर्दा ग्राहकको प्रयोगको उद्देश्य र विद्युत् शक्ति प्रयोग गर्ने क्रममा अनावश्यक बाधा व्यवधान नहुने गरी विद्युत् वितरण गर्नु नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको दायित्व हुनजान्छ र यसका लागि नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग पूर्वाधारहरूको लोड क्षमता र भार अनुसार विद्युत् जडानको उद्गम विन्दु (Connection Point or Origin) निर्धारण गर्न सक्ने अधिकार भएको नै मान्नु पर्ने हुन्छ । कुनै पनि ग्राहकले आफूलाई केवल अमुक प्रसारण लाइन

वा अमुक विद्युत् पोल वा जडान विन्दु (Connection Point or Origin)बाट मात्र विद्युत् वितरण गरिनुपर्दछ भन्ने माग राख्न पाउने अधिकार छ भन्ने ठान्नु व्यवहारिक देखिदैन । विद्युत् प्रसारणका पूर्वाधारहरू राष्ट्रका समग्र ऊर्जा नीतिबाट पनि निर्देशित हुने हुँदा परिवर्तित नीति र कार्ययोजना अनुसार सो बमोजिमको प्रसारण र वितरण व्यवस्था अपनाउन नेपाल विद्युत् प्राधिकरण सक्षम भएको नै मान्नुपर्ने हुन्छ । उजुरीकर्ताले आफ्नो उजुरीमा के कसरी उक्त आपूर्ति परिवर्तनले उद्योगको बिजुलीको प्रयोगको उद्देश्यमा असर परेको हो, वा उद्योगलाई विद्युत् शक्तिको प्रयोगमा के कस्तो बाधा व्यवधान आइपरेको हो भन्ने खुलाउन सकेको देखिदैन । उपलब्ध मिसिल प्रमाणको अध्ययन गर्दा पनि ट्रंकलाइनबाट विद्युत् शक्तिको खपत सुरु गरेबाट उद्योगको उत्पादन स्थिर रुपमा नै बृद्धि भएको देखिँदा उद्योगलाई आफ्नो कार्य संचालन र उत्पादनमा सहयोग पुगेको र मिलेको नै देखिएको हुँदा उजुरीकर्ताको आफूले डेडिकेटेड वा ट्रंक लाइनको माग नै नगरेको भन्ने आधारमा मात्र उजुरीकर्तालाई डेडिकेटेड वा ट्रंक लाइनमा लाग्ने महसुल शुल्क नलाग्ने भन्ने तर्कमा सहमत हुन सकिने देखिएन । विद्युत् वितरणका लागि ग्राहकको उपभोग क्षमता र माग समेतलाई दृष्टिगत गरी विभिन्न खालका लाइनको प्रबन्ध गर्ने जिम्मेवारी प्रत्यर्थीको रहेको देखिन्छ र सोही अनुरुप विभिन्न क्षमताका प्रसारण र वितरण लाइनहरूको निर्माण प्रत्यर्थीले गरेको हुँदा कुन वितरण लाइनको उपयोग कसरी गर्ने भन्ने योजना अनुरुप कुनै पनि ग्राहकलाई विद्युत् आपूर्ति कुन वितरण लाइनमार्फत गर्ने भन्ने कुराको निर्णय गर्ने अधिकार प्रत्यर्थीलाई भएको नै मान्नुपर्ने हुन्छ । उजुरीकर्ता उद्योगले डेडिकेटेड फिडर वा ट्रंक लाइनमार्फत विद्युत् आपूर्तिको माग गरेको वा नगरेको भन्ने प्रश्न प्रधान बिषय नभएर यो विवादमा जोडिएको मुख्य प्रश्न भनेको लोडसेडिंगका बखत विद्युत् प्राधिकरणबाट वितरित विद्युत् उजुरीकर्ता उद्योगले डेडिकेटेड फिडर वा ट्रंक लाइनमार्फत प्रयोग गरेको वा नगरेकोसँग सम्बन्धित देखिन्छ र उक्त समयमा ट्रंक लाइन र डेडिकेटेड फिडरको पूर्वाधारको पहुँच (Access to Infrastructure) मुख्य बिषय रहेको देखिन्छ । तसर्थ डेडिकेटेड फिडर वा ट्रंक लाइनमार्फत विद्युत् आपूर्तिको माग नै नगरेको कारणले त्यसको बिल भुक्तानी नै गर्नु पर्दैन भन्ने दाबीसँग सहमत हुने हो भने लोडसेडिंगका बखत वितरित लाइन निजहरूको इच्छा बेगर नै निजहरूले प्रयोग गरेको होला भनी मान्नुपर्ने हुन्छ, साथै उक्त समयमा ट्रंक लाइन र डेडिकेटेड फिडरको पूर्वाधारको पहुँच निज उद्योगलाई थिएन भन्ने गलत निष्कर्षमा पुग्नुपर्ने हुन्छ, जबकि उजुरीकर्ताको मागदावीमा समेत सो दाबी र सो सँग सम्बन्धित प्रमाण समावेश भएको देखिदैन । यस सम्बन्धमा डेडिकेटेड फिडर र ट्रंक लाइनको व्यवस्था कस्तो समयमा भएको थियो सो बुझ्न पनि आवश्यक हुन्छ । उद्योग व्यवसायीको विद्युत् मागलाई सम्बोधन गर्दा आम जनताको मागलाई सीमित गर्नुपर्ने अवस्थामा आम जनतालाई गरिनुपर्ने विद्युत्को आपूर्तिलाई घटाएर उद्योग र कलकारखानालाई डेडिकेटेड फिडर र ट्रंक लाइन मार्फत विद्युत् दिइएको अवस्था देखिन्छ ।तसर्थ आमजनताको पक्षबाट हेर्दा उनीहरूको घरमा लोडसेडिंगको समय केही बढाएर उद्योग र कलकारखानालाई डेडिकेटेड फिडर र ट्रंक लाइन मार्फत विद्युत् दिएको कुरामा कुनै विवाद गर्नसक्ने ठाउँ देखिदैन । प्रत्यर्थीले त्यस्तो कदम चाल्नुपर्ने कारणतर्फ विचार गर्दा उद्योग र कलकारखाना सामान्यता चल्न पायो भने त्यसले मुलुकको आर्थिक अवस्थामा सकारात्मक प्रभाव पार्ने र त्यसरी अतिरिक्त समयमा अतिरिक्त लोड प्रयोग गरे बापत डेडिकेटेड फिडर र ट्रंक लाइन मार्फत लिइएको विद्युत् युनिटको हदसम्म मात्र अतिरिक्त शुल्क लिने प्राधिकरणको महसुल प्रस्तावलाई विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले १०८ औ बैठकबाट स्वीकृत गरेको नै अवस्था भएको देखिन्छ ।

यस अघि गरिएको विवेचनाबाट सो समयावधिमा निज उजुरीकर्ताले विद्युत् खपत गरेको कुरामा कुनै सन्देह रहेन । साथै यो विषयलाई सामाजिक तथा नैतिक पक्षबाट हेर्दा पनि के देखिन्छ भने विवादित समयावधि भनेको देश र समाजले चरम ऊर्जा सङ्कट र लोडसेडिङको सामना गरिरहेको जटिल समय हो । यस्तो परिस्थितिका बावजुद पनि निज उजुरीकर्ता पञ्चकन्या प्लास्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा. लि. ले ट्रङ्क लाइनबाट विद्युत् उपभोग गरेको र देशभर

सर्वसाधारण आम गार्हस्थ्य उपभोक्ताहरू विद्युत् आपूर्तिबाट बन्चित हुनुपरेको अवस्था हो । पञ्चकन्या प्लास्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा. लि. भनेको प्रचलित कानून बमोजिम संस्थापित एउटा प्रतिष्ठित कम्पनी हो र यो कम्पनीले आफ्नो प्रवन्धपत्र र नियमावलीमा उल्लेखित कुराको अलावा आफ्नो सामाजिक प्रतिष्ठा र वर्चस्वलाई कायम राख्न विवादित बक्यौता विद्युत् महसुल भुक्तानी गर्नु उसको सामाजिक तथा नैतिक कर्तव्य र दायित्व पनि हुन आउँछ भन्ने कुरालाई आत्मसात् गर्दा र समान प्रकृतिका अन्य धेरै ग्राहकहरूले महसुल बुझाएको कुरालाई मध्यनजर गर्दा तथा सामाजिक न्यायलाई दृष्टिगत गर्दा समेत निजले उक्त महसुल बुझाउने दायित्वबाट उन्मुक्ति पाउनु पर्ने देखिएन ।

प्रश्न नं. ५: नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग विवादित महसुल रकमको टीओडी डाटा नै नभएकोले विवादित महसुल बुझाउनु पर्ने होइन भन्ने उजुरीकर्ताको दावी पुग्ने हो कि होइन ? भन्ने प्रश्नतर्फ विचार गर्दा, नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको मिटर सम्बन्धी कानूनी व्यवस्थालाई हेर्नु पर्ने हुन्छ । विद्युत् नियमावली, २०५० को नियम २(झ) मा "ऊर्जामापक यन्त्र" भन्नाले विद्युत् को खपत भएको युनिट देखाउने यन्त्र (मिटर) सम्झनु पर्छ भनिएको छ भने नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०६९ को विनियम २(झ) मा मिटर भन्नाले विद्युत् को खपत नाप गर्ने जडित यन्त्र सम्झनु पर्छ भनिएको छ । नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०६९ को २(च) मा मिटर भन्नाले प्राधिकरणले विद्युत् को खपत/उच्चतम माग वा दुबै नाप गर्न ग्राहकको घरमा जडान गरेको यन्त्र सम्झनु पर्छ" भनिएको छ । त्यसैगरी नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ को विनियम २(ड) बमोजिम "मिटर" भन्नाले विद्युत् को खपत नाप गर्ने जडित यन्त्र सम्झनुपर्छ भनिएको छ । मिटर जडान गर्नु पर्ने सम्बन्धी कानूनी व्यवस्थालाई दृष्टिगत गर्दा, नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०६९ को विनियम ८(१) मा ग्राहकले उपभोग गरेको विद्युत् खपत वा उच्चतम माग वा दुबै नाप गर्न प्राधिकरणले तोकिएको रकम लिई ग्राहकको घर जग्गामा मिटर जडान गर्ने छ भनिएको छ भने सोही विनियमावलीको ८(५) मा प्राधिकरणले एच.टी. मिटरिङ्ग जडान गर्दा ग्राहकबाट यस्तो मिटरिङ्ग युनिटलाई बन्द (Off) वा अलग (Isolate) गर्न नसकिने गरी निजले जडान गरेको आइसोलेटर अथवा कटआउट फ्युज भन्दा अगाडि पट्टी (मेन लाइन तर्फ) जडान गर्नु पर्नेछ भन्ने व्यवस्था गरेको छ । विनियम ८(६) मा २०० के.भी.ए. वा सो भन्दा बढी क्षमताको ट्रान्सफरमर जडान गर्ने ग्राहकको मा एच.टी. मिटरिङ युनिट र सो भन्दा कम क्षमताको ट्रान्सफर जडान गर्ने ग्राहकको मा आवश्यकता अनुसार एल.टी मिटर जडान गर्नुपर्नेछ र २५ के.भी.ए. वा सो भन्दा माथिको स्वीकृत लोडमा Demand मिटर जडान गरिनेछ भनिएको छ । विनियम ८(७) मा ५ एम भी ए वा सो भन्दा बढी लोड स्वीकृत भएका ग्राहकको मा अनिवार्य रुपले छुट्टाछुट्टै ०.५ Accuracy Class को मिटरिङ्ग यूनिट र ०.२ Accuracy Class को Main तथा Check मिटर जडान गर्नु पर्नेछ भनिएको छ । सोही विनियमावलीको विनियम ८(८) मा प्राधिकरण वा ग्राहकले बनाएको छुट्टै विद्युत् लाइनमा पनि मिटर वा मिटरिङ्ग युनिट ग्राहकको घर कम्पाउण्डमा जडान गर्नु पर्नेछ भनिएको छ र विनियम ८(९) मा मिटर र सो भन्दा अगाडि (मेन लाइन तर्फको) जडान भएको विद्युत् लाइन प्राधिकरणको नियन्त्रणमा रहने छ भन्ने स्पष्ट व्यवस्था गरिएको छ ।

TOD (Time of day) सम्बन्धी कानूनी व्यवस्थाको अवलोकन गर्दा, नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ को विनियम ५ को उपविनियम (१०) ले TOD मिटर जडान भएका ग्राहकहरूको हकमा हरेक वर्षको चैत्र महिनामा मिटर रिडिङको अतिरिक्त अनिवार्य रुपले डाटा डाउनलोड गरी सोको प्रतिवेदन सम्बन्धित क्षेत्रीय कार्यालय र उप-कार्यकारी निर्देशकको कार्यालय वि.ग्रा.से.नि.(वितरण तथा ग्राहक सेवा निर्देशनालय) मा पठाउनु पर्नेछ; उल्लिखित कार्य गरे गराएको नपाईएमा जिम्मेवार पदाधिकारीलाई जवाफदेही बनाइने भनिएको छ । सोही विनियमावलीको विनियमको ५(११) मा माथिल्लो भोल्टेज (६६ के.भी. र सो भन्दा माथि) र मझौला भोल्टेज (३३ के.भी र ११ के.भी) का ग्राहकहरूमा अनिवार्यरुपमा TOD मिटर जडान गरी

बिलिङ गरिनेछ भनिएको छ ।

माथि उल्लेखित कानूनी प्रावधानबमोजिम माथिल्लो भोल्टेज (६६ के.भी. र सो भन्दा माथि) र मझौला भोल्टेज (३३ के.भी र ११ के.भी) का ग्राहकहरूमा अनिवार्यरुपमा TOD मिटर जडान गरी बिलिङ गर्नुपर्ने हुन्छ र TOD मिटर जडान भएका ग्राहकहरूको हकमा हरेक वर्षको चैत्र महिनामा मिटर रिडिङको अतिरिक्त अनिवार्य रुपले डाटा डाउनलोड गरी सोको प्रतिवेदन सम्बन्धित क्षेत्रीय कार्यालय र उप-कार्यकारी निर्देशकको कार्यालय वि.ग्रा. से.नि.(वितरण तथा ग्राहक सेवा निर्देशनालय) मा पठाउनु पर्ने हुन्छ। उक्त कार्य गरे गराएको नपाइएमा जिम्मेवार पदाधिकारीलाई जवाफदेही बनाइने व्यवस्थासमेत गरिएको छ । विद्युत् महसुल सङ्कलन विनियमावली, २०७३ को उक्त प्रावधानलाई हाल विद्युत् महसुल सङ्कलन विनियमावली, २०७८ को विनियम ५ ले पनि आत्मसात् गरी "TOD मिटर जडान भएका उपभोक्ताहरूको हकमा हरेक वर्षको चैत्र महिनामा वार्षिक मिटर रिडीङ तथा लोड प्रोफाइल सहितको डाटा डाउनलोड प्रतिवेदन सम्बन्धित कार्यालयले तालुकको प्रादेशिक/डिभिजन कार्यालय र वितरण तथा ग्राहक सेवा निर्देशनालयमा पठाउनु पर्छ। उल्लिखित कार्य गरे गराएको नपाईएमा जिम्मेवार पदाधिकारीलाई जवाफदेही बनाइने" भन्ने व्यवस्था गरेको छ ।

उजुरीकर्ताले नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग टीओडी मिटरको डाटा नै नभएको भन्ने दावी लिएकोमा टीओडी मिटर डाटा सुरक्षित छ कि छैन भनी नेपाल विद्युत् प्राधिकरणलाई सोधनी गरिएकोमा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणबाट सन्तोषजनक जवाफ प्राप्त हुन आएको देखिएन। अर्को शव्दमा भन्नुपर्दा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणबाट बिल जारी गर्न आवश्यक टीओडी मिटरको T1, T2, T3 अवधिको डाटा बाहेक टीओडीको प्रोफायल डाटा प्राप्त हुन आएको देखिएन ।त्यसैले नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले सम्बन्धित उपभोक्तालाई टीओडी बिलिङ गरिसकेपछि उक्त विवादित विद्युत् महसुलको टीओडी मिटरको डाटा संरक्षण गर्नुपर्नेमा सो नगरेको व्यहोरा पुष्टि हुन आएको मान्नुपर्ने देखियो ।

अब उजुरीकर्ताले नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग टीओडी मिटरको डाटा नभएकोले विवादित डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रंकलाईनमार्फत विद्युत् उपभोग गरेवापतको बक्यौता विद्युत् महसुल तिर्नु पर्ने होइन भन्ने दावी लिएकोमा सो दाबी पुग्ने हो कि होइन भन्ने कुराको यकिन गर्नुपर्ने देखियो । यस सन्दर्भमा ने.का.प. २०७८, नि.नं. १०७२०, अङ्क ८, प्रल्हाद महत वि. शिव शाहीसमेतको जाहेरीले नेपाल सरकार भएको मुद्दामा सर्वोच्च अदालतद्वारा प्रत्यक्ष प्रमाण उपलब्ध नभएको स्थितिमा परिस्थितिजन्य प्रमाण (Circumstantial Evidence) को सहाराबाट मिसिलमा रहेको तथ्य एवम् प्रमाणहरूको विश्लेषण गरी न्यायिक निरूपण हुन आवश्यक हुने भनी व्याख्या भएअनुसार प्रस्तुत विवादमा समेत प्रत्यक्ष प्रमाण नभए पनि परिस्थितिजन्य प्रमाणहरूको मूल्याङ्कनको आधारमा न्याय दिनुपर्ने देखिन्छ ।अतः प्रस्तुत सन्दर्भमा विद्युत् उपभोगसम्बन्धी निष्कर्ष निकाल्दा परिस्थितिजन्य प्रमाण समेतका आधारमा निरुपण गर्नुपर्ने देखियो ।

ऊर्जा संकटको विसम परिस्थितिमा आम गार्हस्थ्य उपभोक्ताको विद्युत् आपूर्तिमा कटौती गरी यी उजुरीकर्ताको उद्योगको लागि विद्युत् आपूर्ति गरिएको र सोको यी उजुरकर्ताले उपभोग गरेको तथ्य स्थापित भएको आधारमा महसुलको बक्यौता रकम निजले बुझाउनु पर्ने भनी माथि प्रश्न नं. ४ मा व्याख्या र विवेचना गरिसकिएको साथै मासिक नियमित बिललाई उजुरीकर्ताले सकार गरी महसुल बुझाइसकेको व्यहोरा पुष्टि भैसकेको र विवादित महसुल सोही मासिक नियमित महसुलकै आधारमा गणना हुने "डेडिकेटेड फिडर लाइनको सरह विद्युत् महसुल" भएको हुनाले टीओडी मिटरको डाटा नभएकै आधारमा यी उजुरीकर्ताले आफूले उपभोग गरिसकेको उल्लेखित विद्युत् महसुलको बक्यौता आफूले बुझाउनु नपर्ने भनी लिएको दाबी कानूनसंगत देखिएन । नेपाल विद्युत्

प्राधिकरणले बक्यौता रकम देखाएर छुट बिल पठाएपछि समयमै त्यसको पुनरावलोकन लगायतका कानूनी उपचारको प्रकृयामा नजानु प्रारम्भमा उजुरीकर्ताको त्रुटि थियो तथापि नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले २०८२।०१।२६ र मिति २०८२।०१।३० मा सूचना प्रकाशित गरेर पुनरावलोकनमा आउन आह्वान गरेपछि मिति २०८२।०२।२९ मा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसमक्ष पुनरावलोकनका लागि निवेदन पेश गरेपछि सो त्रुटिको निवारण भएको मान्न सकिने देखियो । तथापि विद्युत् नियमन आयोगबाट स्थलगत निरीक्षणको लागि गएको प्राविधिक टोलीलाई उजुरीकर्ताले विद्युत् खपतको लगसिट लगायतको विवरण र तथ्य उपलव्ध गराउन नसकेको देखिँदा र उजुरीकर्ताले यस इजलासको मिति २०८२।११।१ को आदेशबमोजिम थप प्रमाण माग गर्दा समेत उद्योगमा खपत भएको डिजेलको परिमाण, उत्पादन विवरण र स्क्र्याप समेतको विवरण उपलव्ध गराउन नसकेको हुँदा उजुरीकर्ताको दावीलाई समर्थन गर्ने यथेष्ट प्रमाण पेश गर्न नसकेको देखियो। साथै प्रत्यर्थी नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले टीओडी मिटरको डाटा सुरक्षित नराखेको समेत देखियो । यसरी दुबै पक्षबाट कमजोरी भएको अवस्थामा प्रतिबादीको स्थिति बलियो हुन्छ (When both the parties are equally at fault, the defendant's position is better) भन्ने कानूनी सिद्धान्त यहाँ आकर्षित हुने देखिंदा उजुरीकर्ता पंचकन्या प्लास्टिक इन्डष्ट्रिज प्रा. लि. ले नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग टीओडी मिटरको डाटा नभएकोले विवादित डेडिकेटेड फिडर तथा ट्रंकलाईनमार्फत विद्युत् उपभोग गरेवापतको बक्यौता विद्युत् महसुल तिर्नु पर्ने होइन भनी लिएको दाबीसँग यो इजलास सहमत हुन सकेन ।

अब निज उजुरीकर्ता उद्योगले विद्युत् खपत गरेको पुष्टि गर्ने अन्य प्रमाण तथा प्राविधिक तथ्यका सम्बन्धमा विचार गर्दा प्रचलित विद्युत् महसुल सम्बन्धी प्रचलित कानून नियमहरूको अध्ययन गर्नुपर्ने हुन्छ। विद्युत् नियमावली, २०५०, नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको विद्युत् वितरण विनियमावली, २०६९, नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको विद्युत् महसुल सङ्कलन विनियमावली, २०७३ लगायतको समष्टिगत विश्लेषण गर्दा टि.ओ.डी. मिटरको अलावा डिमाण्ड मिटर तथा मिटर डाउनलोड विवरण लगायतलाई विद्युत् शक्तिको खपत नाप्ने, विद्युत् को यूनिट अभिलेख गर्ने तथा खपत र माग नाप्ने वैज्ञानिक र विश्वसनीय यन्त्र तथा आधार मानेको देखिन्छ । यसर्थ, विद्युत् खपत वा उपभोग प्रमाणित गर्ने प्रारम्भिक आधार ऊर्जामापक यन्त्र हुने भन्नेमा कुनै विवाद देखिदैन। विशेष गरी Time of Day (ToD) मिटरिङ प्रणाली लागु भएका उपभोक्ताको हकमा विभिन्न समय खण्डमा भएको विद्युत् उपभोगको विवरण स्वतः अभिलेख हुने हुँदा यस्तो मिटरबाट प्राप्त तथ्यांकलाई विश्वसनीय प्राविधिक आधारका रूपमा लिनु पर्ने नै देखिन्छ। तथापि, Time of Day (ToD) मिटर मुख्य आधार भएता पनि खपत पुष्टि हुने एक मात्र irrefutable वा conclusive आधार भने होइन। यस सम्बन्धमा निवेदक उजुरीकर्ता उद्योगले आफू नियमित लोडसेडिङमा रहे नरहेको तथ्य प्रमाणित गर्ने सर्वोत्तम प्रमाण टि.ओ.डी. मिटरबाट प्राप्त हुने लोड प्रोफाइल मात्रै बाट प्रमाणित हुन सक्ने भन्ने जिकिर लिएको भएता पनि विवादित अवधिमा विद्युत् उपभोग नगरेको भन्ने स्वतन्त्र तथा वस्तुनिष्ठ प्रमाण प्रस्तुत गर्न सकेको अवस्था देखिएन । विद्युत् खपत सम्बन्धी आधिकारिक र वस्तुनिष्ठ प्रमाणको रुपमा टि१, टि२, टि३ समयावधिको तथ्यांक उपलब्ध हुनुका साथै प्रणालीगत र प्राविधिक सूचकहरूबाट Technical Corroboration पनि गर्न सकिने अवस्था रहने नै हुँदा उजुरीकर्ता उद्योगको दाबीसँग सहमत हुन सकिएन।त्यसैगरी Technical Corroboration को प्रयोजनार्थ मिटरबाट प्राप्त तथ्यांक टि१, टि२, टि३ का अलावा अन्य सहायक आधारका रूपमा देहायका प्राविधिक अभिलेखहरू समेत सान्दर्भिक हुने देखिन्छ:

1) मीटर रिडिङसम्बन्धी अभिलेख, बिलिङ स्टेटमेन्ट तथा प्रणालीगत लेखाजोखा विवरण
2) एकै महिना भित्रै पनि कुन कुन समय खण्डमा कति विद्युत् खपत गरिएको छ भन्ने विवरण खुल्ने (टि.ओ.डी.

मिटरबाट प्राप्त हुने) लोड प्रोफाइल सम्बन्धी अभिलेख

3) सबस्टेशन तथा फिडर स्तरको ऊर्जा प्रवाह विवरण सम्बन्धी अभिलेख

4) विवादित समयावधिमा उद्योगको उत्पादन तथा संचालनको स्थिति, आदि

उपरोक्त प्राविधिक आधारहरूको विश्लेषणबाट प्राप्त नतिजा आपसमा मिल्दोजुल्दो तथा परस्पर पुष्टि गर्ने नै देखिँदा निवेदकले उपभोग गरेको विद्युत् को परिमाण यथार्थ रूपमा निर्धारण गर्न सकिने नै पाइयो। साथै, यसरी प्राप्त भएको मिटरिङ तथा प्राविधिक तथ्यांक नियामकीय दृष्टिले वस्तुनिष्ठ, पारदर्शी तथा परीक्षणयोग्य नै देखिएको हुँदा विद्युत् उपभोग पुष्टि गर्ने न्यायोचित आधारका रूपमा स्वीकार गर्न मिल्ने नै देखियो। अतः प्रस्तुत विवादको सन्दर्भमा मिटर तथा त्यससँग सम्बन्धित अभिलेखहरूको समग्र मूल्यांकनका आधारमा निवेदकले उपभोग गरेको विद्युत् को परिमाण निर्धारण गर्नु न्यायोचित देखिन्छ ।

उजुरीकरताले आफूसँग भएको डिजेल जेनेरेटरको प्रयोगबाट उद्योग संचालन गर्ने गरेको भनेता पनि यस आयोगबाट स्थलगत निरीक्षणका लागि गएको प्राविधिक टोलीलाई विवादित समयावधिभित्र के कति अवधिमा त्यसको प्रयोग गरिएको थियो भन्ने सम्बन्धमा प्राविधिक रुपमा यथार्थपरक पुष्ट्याइ गर्ने प्रमाण उजुरीकर्ताले पेश गर्न सकेको देखिएन ।तसर्थ विवादित अवधिमा समेत उद्योग निरन्तर संचालन भएको तथ्यलाई यस इजलासले प्रत्यर्थी नेपाल विद्युत् प्राधिकरणद्वारा वितरित विद्युत् ट्रंकलाइनको प्रयोग भएको थियो भनी गरेको जिकिरलाई पुष्टि गर्ने परिस्थितिजन्य तथा सहायक प्रमाणका रूपमा मूल्याङ्कन गर्नुपर्ने अवस्था देखिन्छ ।

प्रश्न नं. ६: नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले विवादित समयमा निरन्तर विद्युत् आपूर्ति नगरेको कारणले गर्दा विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको मिति २०७३।३।१६ को १०८ औं बैठकको निर्णयमा उल्लेखित सर्तहरू पुरा नभएको हुँदा अतिरिक्त महसुल लाग्ने होइन भन्ने उजुरीकर्ताको दावी पुग्न सक्छ कि सक्दैन ? भन्ने प्रश्नको सम्बन्धमा विचार गर्दा सर्वप्रथम मिति २०७३ असार १६ गतेको विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको १०८औं बैठकको निर्णयमा विचार गर्नु आवश्यक देखिन्छ। विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको १०८औं बैठकमा ट्रंक लाइनमा लाग्ने शुल्कको सम्बन्धमा निम्न निर्णय भएको देखिन्छ:

"४.४. लोडसेडिंग छ घण्टा वा सो भन्दा बढी कायम भएको अवस्थामा, २० घण्टा वा सो भन्दा बढी समय छुट्टै ट्रंक लाइन बाट निरन्तर विद्युत् आपूर्ति लिने ग्राहकको महसुल dedicated ग्राहकको सरह दर कायम गर्ने"

माथि उल्लेखित निर्णयतर्फ विचार गर्दा विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको १०८औं बैठकले कुनै नयाँ दररेट स्वीकृत नगरी ट्रंक लाइनबाट निरन्तर विद्युत् आपूर्ति लिने ग्राहकको महसुल dedicated ग्राहकको सरह नै हुने भन्ने व्यवस्था गरेको मात्र देखिन्छ। तसर्थ ट्रंक लाइनबाट विद्युत् आपूर्ति भैरहेका ग्राहकहरूको हकमा पनि शुल्क गणनाको प्रयोजनका लागि dedicated ग्राहक सरह नै हुने व्यवस्था लागु भएको कुरामा कुनै विवाद देखिदैन।

यहाँ कस्ता ग्राहकहरूलाई ट्रंक लाइनबाट विद्युत् आपूर्ति लिने ग्राहक मान्नुपर्ने हो, त्यो पक्ष पनि महत्त्वपुर्ण हुनजान्छ। विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको मिति २०७३ असार १६ गतेको १०८ औ बैठकको निर्णयमा छुट्टै ट्रंक लाइनबाट निरन्तर विद्युत् आपूर्ति लिने ग्राहक भन्ने शब्दावली प्रयोग भएबापत के स्पष्ट बुझ्न सकिन्छ भने दुई प्रकारका ग्राहकहरू अर्थात् छुट्टै ट्रंक लाइनमा जोडिएका ग्राहकवर्ग र ट्रंकलाइन मार्फत विद्युत् प्राप्त गर्ने ग्राहकवर्ग नै त्यस्तो वर्गीकरणमा पर्ने देखिन्छ। साथै उक्त निर्णयले ट्रंकलाइनको प्रयोग गरेका ग्राहक बर्गलाई dedicated ग्राहकको सरह नै महसुल लगाउने व्यवस्था गरेको हुँदा डेडिकेटेड फिडरको शुल्क सम्बन्धमा विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको १०३ औं र १०४ औ बैठक पश्चात विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले ती निर्णयहरूको

कार्यान्वयनार्थ सर्वसाधारणको जानकारीका लागि प्रकाशित सूचनाको व्यहोरा नै महत्त्वपूर्ण हुन जान्छ । नेपाल विद्युत् प्राधिकरणबाट डेडिकेटेड फिडर लाइन मार्फत निरन्तर रुपमा विद्युत् आपूर्ति हुने औद्योगिक, व्यापारिक तथा गैरव्यापारिक वर्गका ग्राहकहरूको लागि नेपाल विद्युत् प्राधिकरण संचालक समितिको मिति २०७२।०३।१२ को निर्णय अनुसार माग भए बमोजिमको नयाँ महसुल दर आयोगबाट स्वीकृत भएको व्यहोरा विद्युत् महसुल निर्धारण नियमावली, २०५० को नियम १० अनुसार विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगद्वारा मिति २०७२/१०/१२ को गोरखापत्रमा प्रकाशित सार्वजनिक सूचनामा सर्वसाधारणको लागि जानकारी गराएको देखिन्छ। उक्त सूचनाको व्यहोरा अध्ययन गर्दा त्यसमा न त न्यूनतम विद्युत् आपूर्ति हुनुपर्ने समायावधि तोकिएको छ, न त न्यूनतम विद्युत् खपतको अनिवार्यता नै गरिएको छ।साथै लोडसेडिंग कति घण्टा वा यति वा उति घण्टा हुनुपर्ने भन्ने कुराको हकमा पनि विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको १०३औ र १०४औ बैठकका निर्णयहरूमा कुनै पनि कुरा उल्लेख भएको देखिँदैन।

उक्त समयमा प्रचलनमा रहेको नेपाल विद्युत् प्राधिकरण संचालक समितिले स्वीकृत गरी लागु गरेको विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ को विनियम ५ को उप विनियम (२) मा भएको व्यवस्था हेर्दा डेडिकेटेड लाइन र ट्रंक लाइनबाट विद्युत् सेवा लिने औद्योगिक, व्यापारिक, गैरव्यापारिक वर्गका ग्राहकहरूले विद्युत् शक्ति खपत गरे वापत अनुसूची-१क मा उल्लेख भए बमोजिमको मासिक सेवा शुल्क, डिमाण्ड शुल्क र ईनर्जी शुल्क बुझाउनु पर्ने व्यवस्था गरिएको देखिन्छ । उक्त विनियमावलीको अध्ययन गर्दा त्यसमा न त न्यूनतम विद्युत् आपूर्ति हुनुपर्ने समयावधि तोकिएको देखिन्छ, न त न्यूनतम विद्युत् खपतको अनिवार्यता गरिएको छ, न त लोडसेडिंग कति घण्टा वा यति वा उति घण्टा हुनुपर्ने कुरा नै उल्लेख भएको छ।

जहाँसम्म ग्राहक र नेपाल विद्युत् प्राधिकरण बिचको सम्बन्धको कुरा छ वा महसुल संकलनको विवाद छ, सो कुरा विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ को व्यवस्थाले निर्देशित हुनुपर्ने देखिन्छ।ग्राहकको पक्षबाट हेर्दा विद्युत् महसुल संकलन विनियमावलीमा भएको व्यवस्था, महसुल दर र तिनका सर्तहरू नै ग्राहकका लागि बाध्यकारी प्रावधान मान्नुपर्ने हुन्छ। यदि कुनै पनि ऐन, नियमावली, वा विनियमावलीमा भएका व्यवस्थाले ग्राहकको कुनै हक र अधिकार कुण्ठित भएको खण्डमा उचित न्यायिक निरुपणका लागि जाने उपचार ग्राहकलाई हुने नै हुँदा समयमै उक्त उपचारको प्रयोग नगरी पछि विवाद खडा भए पछि मात्र कुनै पनि ऐन, नियमावली, वा विनियमावलीमा भएका व्यवस्था आफूलाई लागु नहुने भन्ने दाबी ग्राहकको तर्फबाट आएको खण्डमा त्यसमा सहमत हुन सक्ने अवस्था रहँदैन।विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ का कुनै पनि प्रावधानहरू हालसम्म न्यायिक निकायबाट खारेज भएको वा बदर भएको अवस्था नरहेकोले विनियम ५ को उपविनियम (२) मा भएको व्यवस्था बमोजिम डेडिकेटेड फिडर र ट्रंक लाइनबाट विद्युत् सेवा लिने औद्योगिक, व्यापारिक, गैरव्यापारिक वर्गका ग्राहकहरूले विद्युत् शक्ति खपत गरे वापत अनुसूची-१क मा उल्लेख भए बमोजिमको मासिक सेवा शुल्क, डिमाण्ड शुल्क र ईनर्जी शुल्क बुझाउनु पर्ने नै देखिन्छ। उक्त विनियमावलीमा डेडिकेटेड फिडर र ट्रंक लाइनबाट विद्युत् सेवा लिने औद्योगिक, व्यापारिक, गैरव्यापारिक वर्गका ग्राहकहरूले विद्युत् शक्ति खपत गर्ने क्रममा कुनै पनि सर्त पुरा गर्नुपर्ने भन्ने व्यवस्था नभएको हुँदा र उक्त विनियम विवादित समयावधिका सन्दर्भमा कुनै न्यायिक निरुपणद्वारा बदर भएको अवस्था पनि नरहेकोले सो विनियम बमोजिम लाग्ने शुल्क बुझाउनुपर्ने दायित्व उजुरीकर्ताको नै देखिन्छ।

यसका अतिरिक्त विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले मिति २०७३/०३/१६ मा गरेको निर्णयको आधारतर्फ बिचार गर्दा उक्त समयमा लोडसेडिंग छ घण्टा वा सो भन्दा बढी कायम भएको अवस्था रहेको देखिन्छ भने त्यस्तो कठिन

समयमा पनि कम्तीमा २० घण्टा विद्युत् आपूर्ति ट्रंक लाइनबाट भएका ग्राहकलाई अतिरिक्त शुल्क लाउने भन्ने निर्णय विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले गरेको देखिन्छ। जहाँसम्म विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले लोडसेडिङको समय निर्धारण गर्न सक्छ कि सक्दैन भन्ने प्रश्न छ भने त्यो प्रश्नको पनि निवारण आवश्यक हुन जान्छ। लोडसेडिङ कति समयमा गर्ने, कति समयको लागि गर्ने भन्ने कुराहरू उक्त समयको विद्युत्को खपतको अवस्था, मागको स्थिति, आपूर्तिको अवस्था इत्यादिमा भर पर्ने हुँदा विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले कुनै एक दिन निर्णय गरेर लोडसेडिङको समय यति घण्टा वा उति घण्टा भन्न सक्ने अवस्था रहँदैन, तत्काल प्रचलित नेपाल कानूनले उक्त अधिकार विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगलाई दिएको पनि देखिदैन ।लोडसेडिंग के कुन समयमा र कति समयावधिका लागि गर्ने भन्ने कुरा विशुद्ध प्राविधिक र व्यवसायिक कार्यकुशलताको विषय भएकोले यस बारेमा प्रत्यर्थी नेपाल विद्युत् प्राधिकरण नै जिम्मेवार निकाय रहेको हुनाले विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको निर्णयमा पनि लोडसेडिङ ६ घण्टा नै हुनुपर्ने वा अन्य कुनै घण्टा हुनैपर्ने भन्ने बाध्यकारी सर्त राखेको देखिँदैन। उक्त समयमा लोडसेडिङ ६ घण्टा भइरहेको अवस्थामा उक्त निर्णयमा ६ घन्टाको सन्दर्भ आएको कुरा बुझ्न गाह्रो देखिँदैन। तसर्थ लोडसेडिङको समय बढ्नु वा घट्नुले कुनै पनि ग्राहकलाई ट्रंक लाइनको प्रयोगबापत लाग्ने शुल्क घटबढ हुन्छ भनी मान्न सक्ने अवस्था रहेन ।यही कारणले गर्दा पनि नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले जारी गरेको विद्युत् महसुल संकलन विनियमावली, २०७३ मा ट्रंक लाइनको शुल्कका सम्बन्धमा गरेको व्यवस्थामा लोडसेडिङको कुनै निश्चित घण्टालाई सर्तको रुपमा नराखिएकोलाई व्यवहारिक र कानूनसम्मत नै मान्नु पर्ने हुन्छ। तसर्थ नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले पछि कुनै समयमा लोडसेडिङको समय घटाएको वा बढाएको कारणले मात्र ट्रंक लाइनको प्रयोगकर्ता ट्रंक लाइनको प्रयोगकर्ता नहुने भन्ने अवस्था आउन सक्ने देखिँदैन। नेपाल विद्युत् प्राधिकरण ऐन, २०४१ को दफा १६, दफा १९ को खण्ड (छ), दफा २० को खण्ड (ग) र सोही दफाको खण्ड (छ) लाई दृष्टिगत गर्दा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणलाई प्रणालीको समुचित प्रयोगका लागि उक्त समयमा भार र आपूर्तिलाई मध्यनजर गर्दै लोडसेडिङ गर्ने वा नगर्ने वा कति घण्टा र कुन दिन गर्ने वा कुन आपूर्ति प्रणालीमा लोडसेडिङ गर्ने र कुन ग्राहक वर्गलाई कुन समयमा लोडसेडिङमा राख्ने भन्ने निर्णय गर्ने अधिकार भएको नै मान्नुपर्ने हुन्छ ।तसर्थ उजुरीकर्ताको दाबीमा लोडसेडिङको समय ६ घण्टाभन्दा बढी वा कम भएकै आधारमा आफू ट्रंक लाइनको प्रयोगकर्ता नभएको वा नहुने भन्ने आधार लिएर अतिरिक्त शुल्क स्वत: नलाग्ने भन्ने दाबीसँग सहमत हुन सकिएन । जसरी डेडिकेटेड फिडर वा ट्रंक लाइनमार्फत विद्युत् आपूर्तिको माग गरेको वा नगरेको भन्ने प्रश्न प्रधान बिषय नभएर यो विवादमा जोडिएको मुख्य प्रश्न भनेको लोडसेडिंगका बखत विद्युत् प्राधिकरणबाट वितरित विद्युत् उजुरीकर्ता उद्योगले डेडिकेटेड फिडर वा ट्रंक लाइनमार्फत प्रयोग गरेको वा नगरेकोसँग सम्बन्धित देखिन्छ भने विद्युत् खपत गर्ने कि नगर्ने कुरा उपभोक्तामा भर पर्ने भन्ने यस आयोगको निर्क्योल छ त्यसरी नै कुनै पनि अवधिमा लोडसेडिंगको समय अवधि के थियो भन्ने कुराले उजुरीकर्ता डेडिकेटेड फिडर वा ट्रंक लाइनको प्रयोगकर्ता थिएन भनेर मान्न सक्ने अवस्था पनि रहँदैन ।

त्यस्तै प्रयोगात्मक र व्यावहारिक हिसाबले हेर्ने हो भने पनि लोडसेडिङको समय दैनिक अथवा साप्ताहिक रुपमा परिवर्तन गर्नुपर्ने वा कुनै लामो समयको अन्तरालमा परिवर्तन गर्नुपर्ने अवस्थामा उक्त कुरा विद्युत्को महसुल र ग्राहकको वर्गीकरणसँग सम्बन्धित नभएको र विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको पूर्वस्वीकृति लिनपर्ने कानूनी व्यवस्था नभएको हुँदा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले उक्त समयमा के कति समय लोडसेडिङ गर्ने भन्ने कुराको अन्तिम निर्णय गर्न विद्युत् प्राधिकरण स्वतन्त्र तथा सक्षम नै भएको मान्नुपर्ने हुन्छ । तसर्थ विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको निर्णयको पहिलो अंश लोडसेडिङ ६ घण्टाभन्दा बढी भएको अवस्थामा भन्ने अंशले केवल त्यस समयको लोडसेडिङको समयलाई जनाऊसम्म गरेको देखिन्छ, तर ट्रंक लाइन प्रयोगकर्ताको अवस्था चाहि

लोडसेडिङ कति घण्टा थियो भन्ने कुराले निर्धारण गर्न सक्ने देखिदैन ।तसर्थ लोडसेडिङको समय अवधि ६ घण्टाभन्दा बढेको वा घटेको अवस्थामा पनि ट्रंक लाइन प्रयोग गरेर विद्युत् आपूर्ति प्राप्त गरिरहने ग्राहकहरूको हकमा ट्रंक लाइनको उपयोग गरे बापतको अतिरिक्त शुल्क डेडिकेटेड फिडरको प्रयोग गरिरहेका ग्राहकहरूको सरह लिनु पर्ने नै देखिन आयो ।

अब २० घण्टा वा सो भन्दा बढी समय छुट्टै ट्रंक लाइनबाट निरन्तर विद्युत् आपूर्ति लिने ग्राहक को हो भन्ने सन्दर्भमा पनि उजुरीकर्ताले दाबी गरे अनुसार उक्त ट्रंक लाइनबाट कम्तिमा दैनिक २० घण्टा बिजुली उपयोग गरेको खण्डमा मात्र अतिरिक्त शुल्क आकर्षित हुने र सो पुरा नभएको खण्डमा सो शुल्क लाउन नहुने र नमिल्ने भन्ने रहेको छ। यसतर्फ विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको १०८औं बैठकको निर्णयमा प्रयोग गरिएको २० घण्टा वा सो भन्दा बढी समय छुट्टै ट्रंक लाइनबाट निरन्तर विद्युत् आपूर्ति लिने भन्ने शब्दावलीले खास अर्थ राख्ने देखिन्छ भन्ने दाबी उजुरीकर्ताको रहेको छ। जहाँसम्म विद्युत् प्रवाहको सन्दर्भ छ, यसमा के कुरामा स्पष्टता आवश्यक पर्दछ भने विद्युत्को आपूर्ति र खपत दुई भिन्नाभिन्नै विषय हुन जाने, विद्युत्को आपूर्तिको नियन्त्रण विद्युत् प्राधिकरणसँग रहने र खपतको पूर्ण नियन्त्रण उजुरीकर्ता उद्योगसँग रहने देखिन्छ। उजुरीकर्ता उद्योगलाई नेपाल विद्युत् प्राधिकरणबाट विद्युत् आपूर्तिको निरन्तर प्रवाह भएको अवस्थामा पनि नेपाल विद्युत् प्राधिकरणबाट उपलब्ध भएको विद्युत् शक्ति प्रयोग गर्ने कि नगर्ने, कुन समयमा के कति गर्ने भन्ने कुरा उद्योगको आफ्नो नियन्त्रणभित्र रहेको कुरा हुने हुँदा विद्युत् शक्ति प्रवाह गराउन सामर्थ्य भएकै कारणले मात्र नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले कुनै पनि ग्राहक वा उद्योगलाई निश्चित यति घण्टा वा उति घण्टा बिजुली खपत गरेकै हुनुपर्छ भन्ने निर्देशन दिन सक्ने वा बाध्य बनाउन सक्ने अवस्था देखिँदैन ।त्यसकारण नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको मुल दायित्व ट्रङ्कलाइनमा विद्युत् उपलव्ध गराउने हो जुन काम सारभूतरुपमा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले गरेको कुरा यस आयोगको प्राविधिक टोलीले गरेको स्थलगत निरीक्षणको प्रतिवेदनबाट पनि पुष्टि भएकै पाइयो ।

उजुरीकर्ता उद्योगको हकमा उद्योगको क्षमता, उद्योगका कर्मचारीहरूको काम गर्ने समय तालिका (Working Shift and Schedule) लाई हेरेर कुन समयमा के कति विद्युत् खपत गर्ने, लगातार विद्युत् खपत गर्ने कि बीचमा केही समय विद्युत् खपतलाई रोक्ने भन्ने कुरा पूर्ण रुपमा उजुरीकर्ता उद्योगको नियन्त्रणमा रहनुका साथै विद्यमान श्रम ऐनमा भएको मजदूरलाई निश्चित घण्टा काम गरे पश्चात दिनुपर्ने विश्रामको समय, र कल-कारखानामा प्रयोग भएका मेसिनरीहरूको क्षमतालाई मध्यनजर गर्दै नेपाल विद्युत् प्राधिकरणबाट बिजुलीको निरन्तर प्रवाह भएको अवस्थामा पनि खपत चाहिँ निरन्तर हुन व्यवहारिक नहुने अवस्थालाई पनि विचार गर्नु आवश्यक देखिन्छ। तसर्थ नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले उजुरीकर्तालाई कम्तीमा यति घण्टा बिजुली प्रयोग गर्नैपर्ने भन्ने सर्त राख्ने अथवा राख्न सक्ने अवस्था नभएको र उद्योगले पनि आफ्नो उत्पादनको क्षमता, मेसिनरीहरूको लोड र कर्मचारी संयन्त्रलाई दिनुपर्ने बिश्राम र सुविधाहरूको आधारमा लगातार कम्तीमा यति वा उति घण्टा नै दैनिक विद्युत् खपत गर्ने अथवा गर्नैपर्ने भन्ने अवस्था आउन नसक्ने भएकोले विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगको उपरोक्त निर्णयमा प्रयोग भएको २० घण्टा भन्ने वाक्यांशको व्याख्या गर्दा २० घण्टा लगातार विद्युत्को प्रयोग भएकै हुनुपर्ने भनी व्याख्या गर्न मिल्ने देखिँदैन ।यस्तो कानूनी व्याख्या गर्ने हो भने उद्योगले नचाहेको अवस्थामा पनि २० घण्टा लगातार बिजुली प्रयोग गर्न उद्योगलाई बाध्य पारिन सक्ने अवस्थाको सिर्जना हुनसक्ने हुँदा विद्युत्को आपूर्तिलाई विद्युत्को खपत भनेर बुझ्न मिल्दैन ।नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले पनि आफूले २० घण्टा विद्युत् प्रवाह गरेको कारणले उद्योगको खपत जतिसुकै भएपनि २० घण्टा ट्रंकलाइनमा प्रवाह भएको सम्पूर्ण विद्युत्को शुल्क दाबी गर्न मिल्दैन त्यसरी नै उद्योगले पनि खपत पूर्णतया आफ्नो नियन्त्रणमा रहेको अवस्थामा विद्युत्को खपत २० घण्टाभन्दा कम भएकै कारण देखाएर छुट्टै ट्रंक लाइनबाट निरन्तर विद्युत् आपूर्ति लिएको अवस्थामा अतिरिक्त शुल्क नलाग्ने भन्न मिल्ने

देखिएन ।

यस्तो अवस्थामा कानून व्याख्याका लागि उपयुक्त समन्वयात्मक व्याख्या (harmonious interpretation) को प्रयोग यस सन्दर्भमा पनि गरिनु पर्ने देखिन्छ ।जसरी कानूनको व्याख्या गर्दा कुनै एक प्रावधानलाई मात्र यान्त्रिक तरिकाले व्याख्या गर्नु व्यवहारिक हुँदैन र समग्रमा कानूनको प्रस्तावनामा उल्लिखित उद्देश्यलाई समेत मध्यनजर गरी रचनात्मक तरिकाले ऐनकै उद्देश्य पूर्तिको लागि समन्वयात्मक व्याख्या गरिनु पर्ने भन्ने सिद्धान्तहरू प्रतिपादित भएका छन्, त्यसरी नै विद्युत् महसुल निर्धारण आयोगले प्रयोग गरेको "२० घण्टा वा सो भन्दा बढी समय छुट्टै ट्रंक लाइन बाट निरन्तर विद्युत् आपूर्ति लिने" भन्ने शब्दावलीले खासमा पूर्वाधारमा पहुँच (Access to the Infrastructure) को कुरालाई झल्काएको देखिन्छ ।उक्त शब्दावलीले न त २० घन्टाको न्यूनतम विद्युत् प्रवाहलाई जोड दिएको छ न त २० घन्टाको न्यूनतम खपतलाई नै अनिवार्य पारेको छ ।

उद्योग र कलकारखानालाई उच्च गुणस्तरको विद्युत् शक्तिको आवश्यकता पर्ने र उक्त विद्युत् शक्ति आम जनमानसलाई वितरण गरिने बिजुलीको गुणस्तर भन्दा बढी अनुमानयोग्य, भरपर्दो र स्थिर (predictable, reliable and consistent) हुनुपर्ने हुँदा उजुरीकर्ता उद्योगलाई trunk line मार्फत विद्युत् आपूर्ति गरिएको कुरामा कुनै विवाद देखिँदैन ।नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले आफ्नो लिखित जवाफमा र बहसका क्रममा पनि ट्रंक लाइन र डेडिकेटेड फिडर मार्फत आपूर्ति गरिएको विद्युत् अन्य सामान्य वितरण लाइनबाट प्रसारण गरिएको विद्युत्को तुलनामा बढी स्थिर र अनुमान योग्य हुने र ट्रंक लाइन र डेडिकेटेड फिडरबाट विद्युत् आपूर्ति गर्दा काबु बाहिरको परिस्थिति (Circumstances beyond control) मा बाहेक निरन्तर विद्युत् शक्ति प्रवाह गर्ने प्राधिकरणको नीति रहेको उल्लेख गरेको छ ।उजुरीकर्ता उद्योगको हकमा ट्रंक लाइनको प्रयोग गर्ने सुविधा उद्योगलाई चौबीसै घण्टा दिएको र त्यो सुविधा उद्योगले निरन्तर प्राप्त गरिरहेको सन्दर्भ नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले बहसका क्रममा उठाएको देखियो। जहाँसम्म उजुरीकर्ता उद्योगलाई प्रदान गरिएको विद्युत्को कुरा छ, त्यसमा प्राधिकरणले उद्योगलाई ट्रंकलाइन जस्तो विशेष पूर्वाधारबाट चौबीसै घण्टा विद्युत् प्रवाह हुनसक्ने गरी व्यवस्था गरेको हुँदा त्यस्तो व्यवस्था मार्फत विद्युत् उपयोग गरेको हदसम्म (विद्युत् उपयोग गरेको मिटर रिडिङ र युनिटलाई आधार मानेर) खपत गरेको युनिटमा मात्र विशेष दर लगाउन मिल्ने देखिन्छ । ट्रंक लाइनबाट निरन्तर विद्युत् आपूर्तिको सन्दर्भमा उक्त उद्योगले उक्त समयावधिमा लिएको विद्युत् केवल ट्रंक लाइनबाट मात्र लिएको देखिएको, र अर्को कुनै लाइनबाट विद्युत् खपत गरेको नदेखिएको हुँदा ट्रंक लाइनबाट नै निरन्तर विद्युत् आपूर्ति भएको देखिन्छ। साथै उद्योगले यस अघि उसले प्राप्त गरेको reading data र मिटर तथ्याङ्कको आधारमा उक्त प्रयोग गरेको युनिटको सन्दर्भमा मात्र अतिरिक्त छुट महसुल नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले लगाउन सक्ने देखिन्छ। निरन्तर शब्दको व्याख्या गर्दा पनि पूर्वाधारमा पहुँच (Access to the Infrastructure) को क्षमता निरन्तर र लगातार भनेर बुझ्नुपर्ने हुन्छ। त्यस्तो व्याख्या मात्र कानूनको रोहमा व्यवहारिक, उचित र सान्दर्भिक हुने देखिन्छ। प्रत्यर्थी नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले टीओडी डाटा सुरक्षित नगरेको तर ग्राहकलाई टीओडी बिल जारी गरेकै पुष्टी भएको छ । उक्त प्राधिकरण नेपाल सरकारको स्वामित्व भएको सँस्था भएको हुनाले प्रमाण ऐन, २०३१ को दफा ६ को खण्ड (ग) मा उल्लेख भएको "कुनै सरकारी कार्यालयमा कानूनले राख्नुपर्ने स्याहा, स्रेस्ता वा कागजपत्रमा उल्लेख गरिएको कुराहरू सही रुपमा उल्लेख गरिएका हुन् भनी अदालतले अनुमान गर्नेछ" भन्ने प्रावधान समेतका आधारमा उक्त टीओडी बिल सही भएको मान्नुपर्ने देखियो ।

तसर्थ माथि विवेचना गरिएका तथ्य, कानूनी व्यवस्था एवं प्रमाणको आधारमा यो इजलास निम्नलिखित आदेश गर्दछ:

(1) उल्लेखित तथ्य, कानूनी व्यवस्था एवं प्रमाणको आधारमा विवेचना गर्दा उजुरीकर्ताको मागदावी पुग्न नसक्ने ठहर्छ ।

(2) नेपाल विद्युत् प्राधिकरण आफैले विद्युत् वितरण विनियमावली, २०७८ को विनियम ५५ को संशोधन लगायतका निर्णयहरू गरी संशोधित विनियमले निर्दिष्ट गरे बमोजिम छुट बक्यौता महसुल पुनरावलोकन गर्ने विषयमा आवेदन मागेपछि सो बमोजिम रीतपूर्वक परेको पुनरावलोकनको आवेदन बमोजिम पुनरावलोकन नगरी सो प्रकृया नै बदर गरेको कार्य विसङ्गतिपूर्ण देखिएकै हो । यद्यपि उजुरीकर्तालाई आफ्नो हक अधिकार दाबी र स्थापनाको लागि आवश्यक उपयुक्त कानूनी उपचार (effective legal remedy) प्राप्त गर्न कानूनबमोजिम विद्युत् नियमन आयोगसमक्ष आउने बाटो खुला रहेकै हुँदा उजुरीकर्ताको सारभूत अधिकार (Substantive Right) को विद्यमानता भएकै स्थिति भएकोले यस इजलासले यस सम्बन्धमा थप केही भनिरहनु परेन।

(3) प्राधिकरणले आफैँ बनाएको विनियमावलीमा छुट बिल भनेर जतिसुकै पछि पनि ग्राहकलाई बिल जारी गर्न सक्ने असीमित अधिकारको विद्यमानता हुनुलाई न्यायको दृष्टिले हेर्दा उपभोक्ताको हित प्रतिकूल देखिएकोले प्राविधिक कारणबाट वा मानवीय त्रुटिको कारणबाट वा कसैको बदनियतको कारणबाट वा अन्य कुनै मनासिव कारणबाट कुनै ग्राहकको बिलिङ गर्दा छुट भएमा त्यस्तो छुट भएको बक्यौता बिलिङ निश्चित समयसीमा भित्र जारी गरिसक्नुपर्ने गरी यसका लागि प्राविधिक तथा व्यवहारिक दृष्टिले उपयुक्त हुने समयसीमा तोकिदिने तथा सो समयसीमा नाघेपछि छुट बिल जारी गर्न नपाउने व्यवस्था गरी समयमा बिलिङ् नगरेका कारणबाट प्राधिकरणलाई कुनै हानीनोक्सानी भएको खण्डमा जिम्मेवार पदाधिकारीलाई जवाफदेही बनाउने व्यवस्था समेत गर्न वान्छनीय देखिएको। नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले अनन्त कालसम्म छुट बिल जारी गर्नसक्ने व्यवस्थालाई न्यायोचित मान्न नसकिने र यस किसिमको व्यवस्थाले उपभोक्तालाई त्रासमा राख्ने देखिदा अविलम्ब उक्त व्यवस्थालाई संशोधन परिमार्जन गर्न नेपाल विद्युत् प्राधिकरणको नाममा निर्देशनात्मक आदेश जारी हुने ठहर्छ।

(4) विद्यमान नेपाल विद्युत् प्राधिकरण विद्युत् वितरण विनियमावली, २०७८ लगायत नेपाल विद्युत् प्राधिकरणका यससम्बन्धी कानूनी दस्तावेजहरूमा माथि उल्लेख भए बमोजिमको प्रावधान राखी संशोधन गर्न नेपाल विद्युत् प्राधिकरणलाई निर्देशनात्मक आदेश जारी हुने ठहर्छ ।

(ङ) प्रस्तुत विवादमा विवादित विद्युत् महसुल बारे टीओडी बिलको अलावा अन्य प्राविधिक तथ्यको आधारमा यकिन गरिएको भएतापनि नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले विवादित विद्युत् महसुलको टीओडी मिटरको डाटा पूर्ण रुपमा आयोगसमक्ष पेश गर्न नसकेको हुँदा कानूनले स्पष्ट रुपमा डाउनलोड गरी राख्नु पर्ने भनी तोकेको टीओडी मिटरको डाटा सुरक्षित राख्ने कार्यलाई अब उप्रान्त गम्भिरतापूर्वक कार्यान्वयन गर्न नेपाल विद्युत् प्राधिकरणलाई निर्देशनात्मक आदेश जारी हुने ठहर्छ ।

सो ठहर्नाले अरु कुरामा तपसिल बमोजिम गर्ने गरी विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १८ बमोजिम यो फैसला गरिएको छ ।

तपसिल

1. प्रस्तुत फैसलाउपर चित्त नबुझे ३५ दिनभित्र विद्युत् नियमन आयोग ऐन, २०७४ को दफा १८ को उपदफा (४) बमोजिम उच्च अदालत, पाटनमा पुनरावेदन गर्न जान दुबै पक्षलाई पुनरावेदनको म्याद दिनू.........................१

2. प्रस्तुत फैसलामा उल्लेख भए बमोजिमको निर्देशनात्मक आदेशबमोजिम गर्न गराउन प्रत्यर्थीहरूलाई फैसलाको प्रतिलिपि समेत संलग्न राखी जानकारी गराउनू २
3. सरोकारवालाले फैसलाको प्रतिलिपि माग गरे विद्युत् नियमन आयोग विवाद समाधानसम्बन्धी विनियमावली, २०८२ को विनियम २९ बमोजिम लाग्ने दस्तुर लिई प्रतिलिपि उपलव्ध गराउनू.................................३
4. फैसला आयोगको सफ्टवेयर प्रणालीमा अपलोड गरी प्रस्तुत विवादको दायरीको लगत कट्टा गर्नू..............४
5. फैसला प्रमाणीकरण भएको विवरण मुलुकी देवानी कार्यविधि संहिताको दफा १९८ को उपदफा (३) बमोजिम आयोगको सूचनापाटी र आयोगको वेबसाइटमा समेत प्रकाशित गरी मिसिल सम्बन्धित शाखामा बुझाइदिनू...५

दस्तखत
(डा. झमकप्रसाद शर्मा)
सदस्य

उपरोक्त रायमा म सहमत छु ।

दस्तखत
(गौतम डङ्गोल)
सदस्य

उपरोक्त रायमा म सहमत छु ।

दस्तखत
(डा. रामप्रसाद धिताल)
अध्यक्ष

उपरोक्त रायमा म सहमत छु ।

दस्तखत
(भागीरथी भट्टराई ज्ञवाली)
सदस्य

उपरोक्त रायमा म सहमत छु ।

दस्तखत
(डा. मधुसुधन अधिकारी)
सदस्य

इजलास अधिकृत: विकास डङ्गोल/सुदिक्षा पुडासैनी

इति सम्बत् २०८२ साल चैत्र १ गते रोज १ शुभम् .... ।

फैसला प्रमाणीकरण मितिः २०८२।१२।१२

विद्युत् नियमन आयोग

सानोगौचरण, काठमाडौं, नेपाल

फोन नं.०१-४५२२४४२, ४५३९००४, ४५४३३९०

इमेलः info@erc.gov.np, वेवसाईटः www.erc.gov.np